

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

KÁTIA CRISTINA DE OLIVEIRA DIAS

**ALOCÇÃO DE CHAVES PARA MELHORIA DOS INDICADORES DE
CONTINUIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CURITIBA

2009

KÁTIA CRISTINA DE OLIVEIRA DIAS

**ALOCÇÃO DE CHAVES PARA MELHORIA DOS INDICADORES DE
CONTINUIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Co-Orientador: Prof. Dr. José Manoel Fernandes

CURITIBA


2009


TERMO DE APROVAÇÃO

KATIA CRISTINA DE OLIVEIRA DIAS

ALOCÇÃO DE CHAVES PARA MELHORIA DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação aprovada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:


Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Co-orientador: Prof. Dr. José Manoel Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Profa. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Germano Lambert Torres
Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, UNIFEI

Curitiba, 28 de Setembro de 2009.

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus Pais,
que me ensinaram que todo sonho é possível,
e aos meus filhos Felipe e Thaís,
que são a fontes de inspiração para torná-los reais.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por este momento, pois sem Ele, com certeza, nada disso estaria acontecendo.

Agradeço ao amor dos meus familiares que, através de sua paciência e amor, aturaram meus piores momentos.

Agradeço ao Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki e ao Prof. Dr. José Manoel Fernandes, que como orientador e co-orientador respectivamente, contribuíram para o êxito deste trabalho.

Agradeço à Prof.^a Dr.^a Thelma S. Piazza Fernandes e a Prof.^a Dr.^a Elizete Maria Lourenço, pela recepção e acolhimento nos meus primeiros contatos com o departamento de engenharia elétrica da UFPR, o que me fez acreditar que era capaz de conseguir chegar ao grau de mestre, após tantos anos longe da vida acadêmica.

Agradeço ao Prof. Germano Lambert Torres da UNIFEI pelas preciosas considerações durante a defesa deste trabalho, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste documento.

Agradeço também, às empresas COPEL e LACTEC, uma pela disponibilização e ajustes do horário de trabalho para que pudesse comparecer às aulas, e a outra, pelo apoio pessoal e estrutural, para a realização desta dissertação.

E por fim, agradeço a todos os amigos que me acompanharam nesta jornada, uns caminhando lado a lado, ora apoiando, ora sendo apoiado, e outros, que mesmo não participando da mesma jornada, forneceram os ombros para que permanecesse firme nesta trajetória.

RESUMO

A busca pela melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica tornou-se essencial ao desenvolvimento brasileiro e mundial. Com o progresso tecnológico advindo com a globalização, os equipamentos e máquinas tornaram-se mais sofisticados, precisos, complexos e de extrema sensibilidade. Para garantir que os consumidores recebam energia com qualidade o governo criou a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para atuar como órgão regulador e fiscalizador do sistema elétrico nacional. Esta entidade através do estabelecimento de metas para indicadores de desempenho, passíveis de sanções caso não as atinjam, monitora a performance de todas as concessionárias brasileiras. As metas estipuladas são reavaliadas anualmente, e a cada ano tornam-se mais difíceis de serem atingidas, forçando assim que as concessionárias busquem a melhoria de seus sistemas. Os equipamentos para operação destes sistemas, que quanto mais precisos mais caros, precisam ser alocados de forma a minimizar os seus custos de investimento. O objetivo deste trabalho é melhorar a confiabilidade do sistema através da alocação de chaves automatizadas de interrupção sob carga nos pontos mais favoráveis, considerando-se a minimização dos indicadores de continuidade, tanto coletivos quanto individuais, garantindo conseqüentemente a qualidade de fornecimento. A metodologia desenvolvida para simulação no MATLAB foi uma técnica evolutiva, muito utilizada em problemas de otimização, chamada de Algoritmos Genéticos, aliado a um método estocástico denominado de Método de Monte Carlo, além de contemplar critérios técnico-econômicos na busca da melhoria de desempenho dos indicadores de continuidade DEC e FEC, bem como o fluxo de caixa do investimento nas chaves. Para validação da metodologia proposta foram propostos testes para alocação de variados números de chaves num sistema real de distribuição de energia elétrica da cidade de Curitiba, capital do estado do Paraná, Brasil.

Palavras-chaves: Confiabilidade. Sistema de distribuição de energia elétrica. Chaves automatizadas. Método de Monte Carlo. Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

The search for the improvement of the reliability of the system of distribution of electric energy became essential to the Brazilian and world-wide development. With the technological progress resulting by globalization, the equipments and machines became more sophisticated, precise, complex and of extreme sensibility. To guarantee that the consumers should receive energy with quality the government created the ANEEL (Brazilian Electricity Regulatory Agency) to act like regulating and supervisory organ of the electric national system. This entity through the establishment of marks for indicators of performance, susceptible to sanctions if they do not reach them, monitors the performance of all the Brazilian utilities. The stipulated marks are re-valued annually, and to each year they become more difficult to be reached, forcing so that the utilities look for the improvement of his systems. The equipments for operation of these systems, which the more precise the more expensive, they need it was allocated in the form. The equipments for operation of these systems, that the more precise the more expensive, they need to be allocated in the form to minimize his costs of investment. The objective of this work is to improve the reliability of the system through the allocation of automated keys of interruption under load in the most favorable points, considering the reduction of the indicators of continuity, so much vehicles how much individual, guaranteeing consequently the quality of supply. The methodology developed for simulation in the MATLAB was an evolutionary technique very much used in problems of optimization, called Genetic Algorithms, allied to a stochastic method called of Method of Monte Carlo, besides economical-technician contemplated criteria in the search of the improvement of performance of the indicators of continuity DEC and FEC, as well as the flow of box of the investment in the keys. For validation of the proposed methodology tests were proposed for allocation of varied numbers of keys in a real system of distribution of electric energy of the city of Curitiba, capital of the state of the Paraná, Brazil.

Key words: Reliability. Distribution system of electrical energy. Automated switches. Monte Carlo method. Genetic Algorithms.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Chave de Interrupção sem carga	34
Figura 2.2 – Chave automatizada para operação sob carga.....	35
Figura 2.3 - Chave fusível – Interrupção / Proteção	37
Figura 2.4 - Religador automático trifásico	38
Figura 2.5 – Seccionador automático trifásico.....	40
Figura 3.1 – Exemplo de mutação.....	50
Figura 3.2 – Exemplo de cruzamento de um ponto.....	51
Figura 3.3 – Exemplo de cruzamento de dois pontos.	52
Figura 3.4 – Exemplo de cruzamento uniforme.....	52
Figura 3.5 – Exemplo de cruzamento disperso.	53
Figura 3.6 – Exemplo de elitismo.	53
Figura 4.1 – Exemplo gráfico de função distribuição acumulada discreta	58
Figura 4.2 – Exemplo gráfico de função densidade de probabilidade contínua	58
Figura 4.3 – Exemplo gráfico de função distribuição acumulada contínua.....	59
Figura 4.4 – Exemplo gráfico do resultado da análise da covariância entre X_1 e X_2 .	61
Figura 4.5 – Função distribuição normal (simétrica em torno da média)	67
Figura 4.6 – Exemplo de regressão OLS	70
Figura 5.1 – Representação do VPL	79
Figura 6.1- Distribuição percentual do número de consumidores do alimentador em estudo	88
Figura 6.2 – Distribuição percentual do consumo (kWh) do alimentador em estudo.	88
Figura 6.3 – Vista aérea de parte do alimentador em estudo.....	89
Figura 6.4 – Gráfico de interrupções/chaves de 2005 a 2008	92
Figura 6.5 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal T de 2005 a 2008	93
Figura 6.6 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal R de 2005 a 2008	93
Figura 6.7 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal S de 2005 a 2008	94
Figura 6.8 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal Z de 2005 a 2008	94
Figura 6.9 – Gráfico do percentual de causas dos eventos ocorridos no ano de 2008 (controlável e não controlável)	96
Figura 6.10 – Gráfico do percentual de causas dos eventos ocorridos no ano de 2007 (controlável e não controlável)	96

Figura 6.11 – Gráfico do percentual de causas dos eventos ocorridos no ano de 2006 (controlável e não controlável)	97
Figura 6.12 – Gráficos das causas das interrupções de 2005 a 2008.....	97
Figura 6.13 – Representação unifilar do alimentador em estudo	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Padrões do DIC	29
Tabela 2.2 – Padrões do FIC	29
Tabela 2.3 – Penalidades por tipo de indicador	31
Tabela 6.1 – Correlação entre a interrupção/duração por chave nos anos de 2005 a 2008	91
Tabela 6.2 – Correlação entre as interrupções/chaves entre os anos de 2005 a 2008	91
Tabela 6.3 – Correlação da duração das interrupções/chaves entre os anos de 2005 a 2008	91
Tabela 6.4 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal T de 2005 a 2008	93
Tabela 6.5 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal R de 2005 a 2008	93
Tabela 6.6 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal S de 2005 a 2008	94
Tabela 6.7 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal Z de 2005 a 2008	94
Tabela 6.8 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal T de 2005 a 2008	95
Tabela 6.9 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal R de 2005 a 2008	95
Tabela 6.10 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal S de 2005 a 2008	95
Tabela 6.11 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal Z de 2005 a 2008	95
Tabela 6.12 – Correlação entre a interrupção/duração por chave nos trechos considerados de 2005 a 2008	95
Tabela 6.13 – Alocação de chaves para 1000 gerações.....	99
Tabela 6.14 – Alocação de chaves para 5000 gerações.....	102
Tabela 6.15 – Alocação de chaves para 1000 gerações.....	106
Tabela 6.16 – Alocação de chaves para 5000 gerações.....	109
Tabela A.1- Frequência e duração das interrupções por chave.	120

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	Contexto do Problema	13
1.2	Descrição do Problema.....	14
1.3	Objetivos	16
1.4	Revisão da Literatura	16
1.5	Estrutura da Dissertação.....	18
2	CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	20
2.1	Contexto Regulatório	20
2.2	Legislação Nacional Vigente	24
2.2.1	Resolução Normativa Nº 024, de 27 de Janeiro de 2000.....	24
2.2.2	Resolução Normativa ANEEL Nº 488, de 7 de dezembro de 2000.....	25
2.2.3	Resolução Normativa ANEEL Nº 119, de 6 de dezembro de 2004.....	25
2.2.4	Resolução Normativa ANEEL Nº 140, de 10 de janeiro de 2005.....	26
2.2.5	Resolução Normativa ANEEL Nº 177, de 28 de novembro de 2005.....	26
2.2.6	Resolução Normativa ANEEL Nº 345, de 16 de dezembro de 2008.....	26
2.2.7	Procedimentos para Apuração dos Indicadores DEC e FEC	27
2.2.8	Procedimentos para Apuração dos Indicadores DIC e FIC	28
2.2.9	Penalidades.....	30
2.2.10	Abordagem Internacional dos Indicadores de Continuidade	32
2.3	Dispositivos de Seccionamento de Rede	33
2.3.1	Chaves para operação sem carga	34
2.3.2	Chaves para operação sob carga	35
2.3.3	Chave Automatizada para Operação Sob Carga	36
2.3.4	Chaves Fusíveis.....	36
2.3.5	Religadores Automáticos	38
2.3.6	Seccionadores Automáticos	39
2.3.7	Critérios para Instalação dos Dispositivos de Seccionamento ...	41

2.4	Considerações Finais do Capítulo	42
3	ALGORITMOS GENÉTICOS	44
3.1	Introdução	44
3.2	Terminologia	46
3.3	Características Gerais e Representação	47
3.4	Seleção	49
3.5	Operadores Genéticos	49
3.5.1	Mutação	50
3.5.2	Cruzamento ou Recombinação	50
3.6	Considerações Finais do Capítulo	53
4	PROCESSOS ESTOCÁSTICOS	55
4.1	Variável Aleatória: Conceito e Características	56
4.2	Função Distribuição de Probabilidade.....	57
4.3	Função Distribuição de Probabilidade Uniforme	65
4.3.1	Função Distribuição Uniforme Discreta	65
4.3.2	Função Distribuição Uniforme Contínua.....	66
4.3.3	Função Distribuição Normal	66
4.4	Análise Multivariada	68
4.4.1	Regressão Linear	69
4.4.2	Regressão Logística.....	72
4.5	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	73
4.5.1	Método de Monte Carlo.....	73
4.5.2	Funcionamento do Método Monte Carlo	74
4.6	Considerações Finais do Capítulo	76
5	METODOLOGIA APLICADA.....	78
5.1	Formulação da Função Objetivo	78
5.1.1	Definições de Indicadores de Viabilidade Econômica	78
5.1.2	Cálculo dos indicadores de continuidade DEC e FEC - exemplos	79
5.1.3	Formulação matemática da função objetivo	81
5.2	Fluxograma da Metodologia de Alocação de Chaves	83
5.3	Considerações Finais do Capítulo	86
6	TESTES E RESULTADOS	87
6.1	Cenário do objeto em estudo	87

6.1.1	Descrição do alimentador escolhido.....	87
6.2	Análise Estatística dos Eventos do Alimentador	90
6.3	Testes de Alocação de Chaves.....	97
6.4	Considerações Finais do Capítulo	113
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	114
7.1	Conclusões	114
7.2	Trabalhos Futuros	115
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
	ANEXO A	120
	ANEXO B	122
	ANEXO C	124
	ANEXO D	127
	ANEXO E	131
	ANEXO F.....	150

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta uma metodologia, baseada em inteligência artificial, que visa determinar a quantidade e os melhores pontos de alocação de chaves automatizadas de interrupção sob carga em uma rede de distribuição de energia elétrica levando-se em consideração a melhoria dos índices de continuidade.

Este capítulo apresenta o contexto do problema, destacando-se o ambiente regulatório e de fiscalização encontrado no Setor Elétrico Brasileiro. Em seguida, é apresentada a descrição do problema, considerando-se os indicadores nacionais e as características dos sistemas de distribuição existentes no Brasil, que embasa os objetivos almejados neste trabalho.

Na sequência é apresentada uma revisão da literatura, destacando-se os principais trabalhos e autores afins ao tema deste trabalho, e finalizando com a apresentação da estrutura da dissertação.

1.1 Contexto do Problema

Um dos principais objetivos de uma empresa de distribuição de energia elétrica (concessionária) é atender os seus consumidores de forma confiável a um baixo custo. Com a privatização das empresas do setor na década de 1990 pelo governo brasileiro, visando garantir tais premissas, criou-se um órgão responsável para acompanhar, regular e fiscalizar as atividades das concessionárias elétricas: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A ANEEL, para poder quantificar a qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias, define os indicadores de continuidade de uma rede de distribuição, dentre os quais destacam-se o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), estabelece metas anuais, fiscaliza, penaliza, através de multas, às concessionárias que não as cumprem. A cada ano os valores estipulados para estas

metas ficam mais rigorosas, obrigando assim as concessionárias a investirem mais no sistema de distribuição de energia elétrica. Considerando-se que o planejamento do sistema baseia-se na experiência dos especialistas da empresa, que as metas futuras tendem a se tornar cada vez mais difíceis de serem atingidas e que o custo de investimento implícito é crescente; o planejamento deve assumir uma postura sistemática e científica, permitindo o desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na decisão da quantidade e posição dos equipamentos a serem instalados, de modo a melhorar a relação do custo/benefício.

1.2 Descrição do Problema

Os índices de continuidade definidos pela ANEEL indicam o número médio de interrupções sofridas pelos consumidores e a duração média destas ocorrências, analisados de uma forma coletiva, através dos indicadores FEC (Frequência Equivalente do Consumidor) e DEC (Duração Equivalente do Consumidor); e analisados de uma forma individual, através dos indicadores correspondentes de frequência FIC (Frequência Individual do Consumidor) e de duração DIC (Duração Individual do Consumidor). Ainda, avalia-se a duração máxima individual por consumidor com o indicador DMIC (Duração Máxima Individual do Consumidor).

A confiabilidade do fornecimento de energia elétrica é inversamente proporcional aos índices de DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC. Assim, para melhorar a confiabilidade de uma rede deve-se buscar minimizar os seus indicadores. A busca da melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica e da satisfação dos consumidores tem provocado a necessidade do desenvolvimento de novos métodos e técnicas para auxiliar o corpo técnico das concessionárias na tomada de decisão nas diversas possibilidades de obras de melhorias no sistema.

A configuração típica de uma rede de distribuição de energia elétrica é análoga à estrutura de uma árvore, onde o nó raiz da árvore é a fonte de onde parte o fluxo da energia em direção aos nós folhas. A cada nó associa-se uma dada quantidade de consumidores que estão instalados na área geográfica correspondente àquele nó. Uma aresta entre dois nós indica uma ligação (cabearamento elétrico) entre eles. Uma falha

em um trecho da rede de distribuição pode levar a uma desconexão (remoção de uma aresta) de um nó, criando uma sub-árvore formada pelo nó desconectado e todos os nós conectados na sua seqüência.

Enquanto a aresta removida não for reinserida (i.e., a falha não for consertada), todos os consumidores associados aos nós pertencentes a sub-árvore ficam sem energia elétrica. Para remover esta aresta ou reinseri-la necessita-se de equipamentos que permitam tais manobras. Os equipamentos de manobra e/ou seccionadores instalados em uma rede de distribuição têm função principal de isolar uma falha de forma que ela atinja o menor número possível de consumidores pelo menor tempo. Em cada um dos nós da árvore de distribuição deveria haver um equipamento seccionador instalado, porém o investimento necessário seria muito grande. Sendo assim, uma boa alocação destes dispositivos deve melhorar a confiabilidade do sistema, aliada a um custo compatível. Dentro deste contexto, os principais objetivos da otimização da alocação de chaves em sistemas de distribuição, são:

- minimizar perdas financeiras devido à interrupção do fornecimento de energia: a perda financeira mencionada significa o que a empresa deixa de ganhar quando a carga é interrompida somada aos ressarcimentos requeridos quando esta descontinuidade do fornecimento de energia elétrica, por exemplo, prejudica a produção industrial;
- aumentar a satisfação do consumidor: quanto melhor a alocação dos equipamentos seccionadores na rede de distribuição menor será o número de consumidores atingidos pela interrupção no fornecimento. A ANEEL tem um índice especial para avaliar a satisfação dos consumidores em relação aos serviços prestados pela sua concessionária, este índice é denominado IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor);
- atender às normas e limites impostos pela ANEEL: atendimento aos indicadores de continuidade coletivos – DEC e FEC – bem como, aos individuais – DIC, FIC e DMIC.

Portanto, busca-se neste trabalho o desenvolvimento de uma metodologia de alocação de chaves em sistemas de distribuição, a qual auxiliará na redução do tempo

médio de interrupção do fornecimento de energia e da quantidade de consumidores interrompidos num determinado período, contribuindo assim para a melhoria dos indicadores supramencionados.

1.3 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é buscar a excelência dos indicadores de continuidade do sistema de distribuição de energia elétrica através da alocação de chaves interruptoras sob carga com operação remota. Dessa forma, reduzir-se-á o impacto de eventos de interrupção do fornecimento de energia elétrica sobre estes indicadores, provendo um atendimento de qualidade ao consumidor final. E ainda, contribuindo para a diminuição de gastos da concessionária com pagamento de multas pelo não cumprimento das metas estipuladas pela ANEEL e/ou por ressarcimentos com danos causados aos consumidores.

Para tanto, os objetivos específicos desta dissertação incluem:

- estudar e definir qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- revisar a literatura sobre alocação de chaves no sistema de distribuição de energia elétrica;
- estudar a técnica dos Algoritmos Genéticos para aplicação no problema de alocação de chaves em sistemas de distribuição;
- estudar a técnica de simulação de Monte Carlo para aplicação no problema de alocação de chaves em sistemas de distribuição;
- desenvolver metodologia para alocação de chaves que considere a melhoria dos indicadores de continuidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- realizar testes com alimentadores reais do sistema de distribuição de energia elétrica.

1.4 Revisão da Literatura

Com o avanço da tecnologia e o aumento da sensibilidade dos equipamentos conectados nas redes de distribuição utilizados pelas concessionárias de energia

elétrica houve um aumento da preocupação com a melhoria da qualidade dos serviços prestados. A consequência direta é o aumento na busca de alternativas que as levem a um melhor planejamento de suas atividades buscando redução dos custos em investimentos e manutenção das redes de distribuição de energia elétrica além da minimização dos tempos de interrupção do fornecimento tornando o sistema de distribuição mais eficaz.

A confiabilidade do sistema é assunto constante nos artigos recentes publicados nesta área. Dos diversos autores que publicaram artigos a respeito destes assuntos, salientam-se os apresentados abaixo.

Billinton e Li (1994) avaliaram os índices de confiabilidade do sistema de energia elétrica através da utilização do Método de Monte Carlo. Já em Billinton e Allan (1996), foram discutidos os sistemas radiais de distribuição de energia elétrica, e também a importância atual mundial quanto à avaliação da performance da qualidade de fornecimento de energia através de sua medição por indicadores de continuidade, garantindo qualidade de fornecimento de energia ao consumidor final. Em ambos os casos utilizaram-se e definiram-se os indicadores internacionais de duração e frequência da interrupção do fornecimento de energia elétrica, além do custo da energia não distribuída para análise das perdas de receita.

Em Billinton e Jonnavithula (1996) foi utilizado o método meta-heurístico Simulated Annealing na busca de soluções para o problema de alocação de equipamentos que possibilitassem manobra do sistema, melhorando sua operacionalização. Em Meziane et al. (2005) foi implementado o algoritmo da colônia de formigas nos estudos de alocação de equipamentos, otimizando tanto a sua quantidade quanto a sua posição. Em Carvalho, Ferreira e Cerejo da Silva (2005) e Celli e Pillo (1999) foi utilizado o princípio clássico da Otimalidade de Bellmann em redes radiais e malhadas agregado ou não a outras metodologias de simplificação da topologia. Em Silva, Pereira e Mantovani (2004) foi desenvolvido um modelo de Programação Não-Linear Binária (PNLB) e utilizada a técnica dos Algoritmos Genéticos para se encontrar soluções viáveis para o modelo. Foi considerado para o modelo fatores restritivos, tais como os índices de continuidade exigidos e os custos de

investimento e de manutenção, visando assim a melhoria quantitativa e qualitativa do sistema.

Warren (1996) questionou a definição da confiabilidade na distribuição de energia apresentando uma preocupação centrada no controle dos índices de confiabilidade através de uma configuração adequada dos circuitos alimentadores proporcionando perfeitas condições de coordenação e seletividade da sua proteção, bem como aspectos de automação das redes de distribuição. Foram relacionados os indicadores de confiabilidade do sistema e realizadas análises quanto à aplicação e a importância da avaliação dos mesmos.

Beasley, Bull e Martin (1992 e 1993), Whitley (1993) e Rezende (2003) aplicaram a técnica computacional dos Algoritmos Genéticos como ferramentas de busca e otimização na solução dos mais diversos tipos de problemas com eficiência.

Pode-se observar, pela cronologia dos estudos apresentados, a crescente preocupação em se estudar novos métodos para alocação de equipamentos na rede de distribuição elétrica em seu melhor ponto, considerando-se seus parâmetros de confiabilidade.

Neste trabalho se propõe a utilização da técnica de otimização dos algoritmos genéticos, aliada ao método estocástico de Monte Carlo, na busca da melhoria dos índices de continuidade, através da alocação de chaves automatizadas no sistema de distribuição de energia elétrica.

1.5 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em sete capítulos. No primeiro encontra-se esta introdução mostrando o contexto do trabalho, os objetivos gerais e específicos e as respectivas justificativas, bem como a revisão da literatura. No Capítulo dois tem-se o histórico da busca pela confiabilidade dentro do setor elétrico enfocando o sistema de distribuição de energia elétrica, a legislação nacional e internacional vigente e os equipamentos que podem ser utilizados para melhoria deste quesito.

No Capítulo três apresenta-se a metodologia dos algoritmos genéticos, que é uma ferramenta da inteligência artificial, usada para a otimização de processos. Da mesma forma apresenta-se no Capítulo quatro a metodologia dos processos estocásticos, discorrendo sobre os conceitos de variáveis aleatórias, das funções de distribuição, teoremas, medidas de variabilidade, função normal, análise multivariada, regressão logística e sobre o Método da Simulação de Monte Carlo, que sustenta o desenvolvimento desta metodologia.

No Capítulo cinco mostra-se a modelagem da metodologia de alocação de chaves em sistemas de distribuição e seu desenvolvimento. Os resultados obtidos através do programa desenvolvido são apresentados no Capítulo seis. Finalmente, no Capítulo sete estão as conclusões e também as sugestões para trabalhos futuros.

2 CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Devido ao fato da energia ser insumo básico para o desenvolvimento, a distribuição de energia elétrica tornou-se um serviço essencial para a população, tornando assim a busca pela melhoria de sua confiabilidade e qualidade um desafio técnico-econômico para as concessionárias de energia.

Este capítulo discorre sobre o contexto regulatório, no tocante da confiabilidade de sistemas de distribuição, destacando-se a legislação atual do Setor Elétrico Brasileiro e as fórmulas para obtenção dos principais indicadores de confiabilidade coletivos e individuais, e para cálculo das penalidades pelo não cumprimento dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador.

Ainda, considerando o enfoque da busca da melhoria da confiabilidade através da alocação de chaves automatizadas em sistemas de distribuição, apresenta-se a descrição das chaves de seccionamento mais utilizadas no sistema de distribuição de energia elétrica pelas concessionárias.

2.1 Contexto Regulatório

Em qualquer tipo de serviço, incluindo a distribuição de energia elétrica, podem ocorrer falhas durante a sua prestação. No entanto, na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica podem ocorrer falhas graves como a interrupção, que podem gerar grandes prejuízos, cuja peculiaridade não é comum a outros tipos de prestações de serviços.

Os prejuízos mencionados anteriormente não significam apenas que a distribuidora deixa de receber quando a carga é interrompida. A falha pode ter grande repercussão caso, por exemplo, comprometa a produção de alguma indústria, que pode acarretar em ações judiciais de ressarcimento ou, numa situação mais grave, as

interrupções venham a afetar a vida humana, tais como a interrupção do fornecimento afetar um hospital ou uma residência em que habite um indivíduo que utilize aparelho de sobrevida como um pulmão artificial. Nestes casos, o aumento da confiabilidade dos serviços das empresas do setor elétrico torna-se fundamental, pois garante à população um serviço essencial à sua qualidade de vida.

Para regulamentar as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica, o extinto DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) editou a Portaria Nº 046, de 17/04/78, considerando imprescindível a conceituação de serviço adequado de energia elétrica e o estabelecimento de indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica a serem observados pelas concessionárias de serviços públicos. Daí o surgimento dos índices relativos à continuidade de serviço, denominados DEC e FEC, definidos na Portaria Nº 046/78.

Na apuração desses índices DEC e FEC, eram computadas todas as interrupções ocorridas em qualquer parte do sistema elétrico, independente de sua natureza (programadas, acidentais, manobras, etc.). Entretanto não eram consideradas as interrupções com duração inferior a três (3) minutos, ou aquelas causadas por falhas nas instalações do próprio consumidor, desde que não afetassem outros consumidores, ou por racionamento de energia elétrica determinado de acordo com a Lei.

Esses padrões técnicos e de atendimento ao consumidor, estabelecidos como referenciais para a qualidade dos serviços de energia elétrica, ficaram incompatíveis com o processo de reestruturação do setor elétrico, com as novas exigências dos próprios consumidores e, com o avanço tecnológico dos equipamentos conectados a rede e dos processos de produção.

A Portaria DNAEE Nº 046/78, que tratava da continuidade dos serviços, foi elaborada para uma realidade de 25 anos atrás, tornando os valores limites para DEC e FEC não representativos para o contexto atual do setor elétrico, além de as concessionárias de energia não se utilizarem de uma mesma metodologia para apuração desses indicadores, tornando-se difícil a comparação do desempenho dos mesmos. Detectou-se então, a necessidade de uma reavaliação dessa portaria que

resultou na constituição de um grupo de trabalho, que pesquisou fatores que afetam a qualidade de energia elétrica. Ao final do trabalho, este grupo consensou quatro (4) novos atributos (BORENSTEIN e CAMARGO,1997), a saber:

- disponibilidade: indica o quanto a energia está disponível para o consumidor;
- conformidade: se relaciona à forma de onda de tensão;
- restaurabilidade: capacidade associada ao sistema elétrico de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica minimizando o tempo de interrupção;
- flexibilidade: capacidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração (HASSIN et al., 1999).

Com o rápido processo de reestruturação ocorrido com o Setor Elétrico Brasileiro, com as privatizações na época atingindo mais de 70% do mercado de distribuição, a ANEEL, sucessora legal do DNAEE, aproveitou-se do ensejo dos novos contratos de concessão para aperfeiçoar, de forma paulatina e diferenciada, de concessionária para concessionária, o arcabouço legal da qualidade, impondo maior rigor nos padrões técnicos e de atendimento ao consumidor.

Atualmente, a responsabilidade de garantir a confiabilidade e qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição é da ANEEL. A ANEEL tem por finalidade regular a prestação dos serviços de energia elétrica no Brasil, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria dos serviços, zelando pela sua boa qualidade e observando os princípios de proteção e defesa do consumidor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004). Para monitorar a qualidade da distribuição de energia elétrica, vinculada ao princípio da continuidade, foram estabelecidos os indicadores citados na Resolução Nº 024, de 27 de janeiro de 2000 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000). Os indicadores estão divididos em indicadores de continuidade de conjunto (DEC e FEC) e indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC), que serão explicados a seguir, após a definição de 3 conceitos (RESOLUÇÃO ANEEL Nº 024/2000):

- Concessionária ou Permissionária: Agente titular de concessão ou permissão federal, para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica;
- Unidade Consumidora (UC): Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor;
- Conjunto de Unidades Consumidoras: Qualquer agrupamento de UCs, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária e aprovado pela ANEEL;
- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado;
- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC): intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC): número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora;
- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC): tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Como pode ser percebido a ANEEL exerce um controle rigoroso sobre as concessionárias através do acompanhamento do desempenho dos indicadores de continuidade. Este controle visa garantir a qualidade da energia, ou seja, incentivar as distribuidoras de energia a evitarem ao máximo a ocorrência de falhas. De acordo com a Resolução Nº 024, de 27 de janeiro de 2000 da ANEEL, a interrupção pode ser

definida como a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora. A mesma resolução classifica as interrupções em três tipos:

- interrupção de longa duração: toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a um minuto;
- interrupção programada: interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária;
- interrupção de urgência: interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

No próximo tópico, respeitando a cronologia da publicação, apresentam-se as resoluções normativas atuais da ANEEL que têm como objeto os indicadores de continuidade do sistema de distribuição de energia elétrica.

2.2 Legislação Nacional Vigente

2.2.1 Resolução Normativa Nº 024, de 27 de Janeiro de 2000

Esta resolução estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, buscando estabelecer as disposições relativas à continuidade dos serviços públicos de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição e de transmissão de energia elétrica nas unidades consumidoras e nos pontos de conexão.

Segundo essa mesma resolução, a continuidade dos serviços públicos de energia elétrica deve ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores coletivos que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, bem como indicadores individuais associados a cada unidade consumidora e ponto de conexão.

Outra definição importante dessa resolução é referente ao conjunto de consumidores, o qual deve abranger toda a área atendida pela concessionária, de forma a permitir a identificação geográfica das unidades consumidoras. A fim de estabelecer o padrão de indicadores de continuidade, devem ser considerados os seguintes atributos físico - elétricos:

- a) a área, em quilômetros quadrados (km²);
- b) extensão da rede primária em quilômetros;
- c) a média mensal da energia consumida, em kilowatt-hora (kWh), nos últimos 12 meses;
- d) a potência instalada em kilovolt-ampere (kVA);
- e) se pertencem ao sistema interligado ou a um sistema independente.

Quando um conjunto for dividido ou reagrupado devem ser definidos padrões de continuidade, considerando-se os novos atributos e histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação; e não podem ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

2.2.2 Resolução Normativa ANEEL Nº 488, de 7 de dezembro de 2000

Esta resolução estabelece as metas de continuidade da distribuição de energia a serem observadas pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) (ANEXO A), e define em que proporções as metas mensais e trimestrais, dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) para cada conjunto de unidades, devem ser divididas:

- metas mensais: 30% (trinta por cento) dos valores das metas anuais ora estabelecidas;
- metas trimestrais: 60% (sessenta por cento) dos valores das metas anuais ora estabelecidas.

2.2.3 Resolução Normativa ANEEL Nº 119, de 6 de dezembro de 2004

Esta resolução (ANEXO B) estabelece as metas anuais, para os diversos conjuntos que compõem o sistema de distribuição da COPEL, destacando-se que os referidos valores são reavaliados a cada ciclo de revisão periódica das tarifas.

2.2.4 Resolução Normativa ANEEL Nº 140, de 10 de janeiro de 2005

Esta resolução (ANEXO C) estabelece os padrões individuais a serem observados pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL nas unidades consumidoras pertencentes às respectivas áreas de concessão.

Destaca-se, nesta resolução, a definição do padrão mensal do DMIC que corresponde a 50% do valor padrão mensal atribuído ao indicador DIC.

2.2.5 Resolução Normativa ANEEL Nº 177, de 28 de novembro de 2005

Esta resolução (ANEXO D) altera dispositivos da Resolução de Nº 024, de 27 de janeiro de 2000, que estabelece as disposições relativas à continuidade dos serviços públicos de energia elétrica em seus aspectos de duração e frequência, com prazo para republicação integral.

Estas alterações visam aprimorar o relacionamento entre as concessionárias de energia elétrica e os consumidores, bem como, ampliar o escopo de sua aplicação.

2.2.6 Resolução Normativa ANEEL Nº 345, de 16 de dezembro de 2008

Esta resolução (ANEXO E) aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), versão 2008 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

O processo do PRODIST teve início em 1999, e foi aprovado pela 49ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria em 2008. Trata-se de normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e as unidades consumidoras e/ou centrais geradoras conectados ao sistema de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 kV (quilovolts). Tratam, também, do relacionamento entre as distribuidoras e a ANEEL no que diz respeito ao intercâmbio de informações.

2.2.7 Procedimentos para Apuração dos Indicadores DEC e FEC

A apuração dos indicadores DEC e FEC deve ser efetuada conforme disposto na Resolução ANEEL Nº 024, de 27 de janeiro de 2000.

A apuração do DEC é feita por meio da expressão

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cs} \quad (2.1)$$

onde: DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, expresso em horas e centésimos de horas;

n = número total de interrupções no período em observação;

i = contador do número de interrupções, variando de 1 a n;

Ca(i) = número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

t(i) = tempo de duração da interrupção (i), em horas;

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Já a apuração de FEC é feita pela expressão

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (2.2)$$

onde: FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, número adimensional expresso com duas casas decimais;

n = número de interrupções no período em observação;

i = contador do número de interrupções, variando de 1 a n;

Ca(i) = número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

Nas equações (2.1) e (2.2) pode ser utilizado, para cada conjunto de consumidores, individualmente, como alternativa, o critério de correlação entre o

número de consumidores alimentados em baixa tensão (BT) e a respectiva potência instalada do conjunto considerado, em kVA.

2.2.8 Procedimentos para Apuração dos Indicadores DIC e FIC

Além da ANEEL, qualquer consumidor da concessionária pode solicitar a apuração do seu DIC ou do seu FIC, devendo a concessionária apurá-los conforme as seguintes equações.

A apuração do DIC é feita por meio da expressão

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.3)$$

onde: DIC = Duração das Interrupções do Consumidor considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

t(i) = tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i);

(i) = indicador de cada interrupção variando de 1 a n;

n = número de interrupções do consumidor considerado, no período de observação.

Já a apuração do FIC é realizada pela expressão:

$$FIC = n \quad (2.4)$$

onde: FIC = Frequência das Interrupções do Consumidor considerado;

n = número de interrupções do consumidor considerado, no período de observação.

A concessionária tem dez (10) dias úteis para informar à ANEEL, ou ao consumidor, o resultado da apuração, à partir da data do pedido.

Os padrões a serem observados quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, estão apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2.

Tabela 2.1 – Padrões do DIC

VALORES MÁXIMOS ANUAIS DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR - DIC			
DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ATENDIMENTO	1999 a 2000	2001 a 2002	2003
Atendidos em tensão secundária de distribuição situados em zona rural	150	125	100
Atendidos em tensão secundária de distribuição situados em zona urbana	100	85	70
Atendidos em tensão primária de distribuição < 69 kV	80	68	56
Atendidos em tensão ≥ 69 kV	30	27	24
Sistema de subterrâneo	30	27	24

Tabela 2.2 – Padrões do FIC

VALORES MÁXIMOS ANUAIS DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR			
DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ATENDIMENTO	1999 a 2000	2001 a 2002	2003
Atendidos em tensão secundária de distribuição situados em zona rural	120	100	80
Atendidos em tensão secundária de distribuição situados em zona urbana	80	68	5
Atendidos em tensão primária de distribuição < 69 kV	70	60	50
Atendidos em tensão ≥ 69 kV	40	30	24
Sistema de subterrâneo	35	29	24

Os padrões mensais e trimestrais para o DIC e FIC não podem ser superiores a 25% e 40% respectivamente dos padrões anuais.

Para todos os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3 MW, em qualquer posto horário, os indicadores DIC e FIC devem ser apurados mensalmente, independente de solicitação do consumidor. Estes valores devem ser informados à ANEEL, nos mesmos prazos definidos para o DEC e FEC. Para esses consumidores, devem ser observados os mesmos padrões de DIC e FIC estabelecidos na tabela dos padrões correspondentes, anteriormente indicados dos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Caso esses consumidores possuam

contratos com padrões de DIC e FIC diferentes dos constantes das tabelas 2.1 e 2.2, prevalecerão as disposições contratuais, devendo-se considerar ainda:

- nos contratos onde os valores acordados forem superiores aos limites aqui previstos, o consumidor pode solicitar à concessionária, a qualquer tempo, a redução para estes valores. Neste caso, a concessionária tem até seis meses para adequar-se a esta solicitação, sem que o consumidor tenha qualquer custo adicional;
- nos contratos onde os valores acordados forem inferiores aos aqui previstos, estes devem ser respeitados.

Observa-se que para os indicadores DIC e FIC, devem ser apurados e informados os valores mensais, trimestral e anual referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais e trimestrais disponíveis do ano em curso, e para o DMIC os valores mensais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais disponíveis do ano em curso, conforme resolução.

Para o cálculo do DIC e FIC não devem ser considerados as interrupções oriundas de atuação de esquema de alívio de carga e aquelas vinculadas a racionamento instituído pelo Poder Concedente, e para o cálculo do DMIC além destas não devem ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que os consumidores sejam devidamente avisados.

Os indicadores coletivos e individuais devem ser informados na fatura mensal a ser entregue ao consumidor e a partir de 1º de março de 2006, em redação atualizada da Resolução ANEEL Nº 075, de 13 de fevereiro de 2003 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003), onde deve constar também sobre o direito do consumidor receber compensação quando ocorrer violação dos padrões de continuidade individuais relativos a sua unidade consumidora.

2.2.9 Penalidades

Quando transgredidos os padrões estabelecidos para os indicadores controlados, são aplicadas penalidades à concessionária, considerando-se dois tipos de degradação da qualidade, conforme Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Penalidades por tipo de indicador

Tipo 1 (DIC, FIC, Níveis de Tensão e Padrões de Atendimento Comerciais)	Fato gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um único consumidor.
	Penalidade:	A Concessionária deve pagar multa específica ao consumidor afetado, no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis, a contar da data da constatação da transgressão, podendo, a critério do consumidor, ser creditada em conta de fornecimento de energia elétrica futura.
Tipo 2 (DEC, FEC)	Fato Gerador:	Violação de padrão de qualidade que afete um grupo de consumidores.
	Penalidade:	Quando se tratar de violação de padrão de qualidade de produto ou serviço, a Concessionária recolhe à ANEEL multa específica conforme padrão não atendido, no prazo máximo de 20 (vinte) dias, a contar da data de notificação formal.

Quando se tratar de multas a favor do consumidor, a concessionária deve informar à ANEEL, mensalmente, os nomes dos consumidores favorecidos, endereços das unidades consumidoras, discriminando o montante individual de cada multa e o indicador que foi violado com o seu respectivo valor.

A aplicação das penalidades para os casos de ultrapassagem dos indicadores individuais ou coletivos é calculada conforme equação:

$$\text{Penalidade(R\$)} = \left(\frac{F}{730} \right) \times \left(\frac{V_v}{V_p} \right) \times 100 \quad (2.5)$$

onde: V_v = valor verificado do indicador;

V_p = valor padrão do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

F = média dos valores faturados de energia nos últimos três (3) meses (da aplicação da multa), no caso de indicadores individuais, ou média do faturamento do conjunto de consumidores, no mesmo período, quando o indicador for coletivo.

Quando houver violação de mais de um indicador, relacionada a uma mesma ocorrência, deve ser considerada aquela que apresentar maior valor.

As penalidades decorrentes de violações dos indicadores individuais e coletivos podem ocorrer simultaneamente, sem que a aplicação de uma delas isente a outra.

A violação dos padrões técnicos e comerciais estabelecidos sujeita a concessionária à aplicação de penalidades, sendo que para sua efetiva aplicação, as seguintes abordagens devem ser contempladas:

- para os indicadores individualizados, tipo 1, a aplicação é imediata, em favor dos consumidores afetados, até o limite máximo correspondente a dez vezes o valor médio da fatura mensal do consumidor nos últimos doze meses, ou da fatura estimada;
- para os indicadores de natureza coletiva, tipo 2, os valores determinados conforme previsto, podem ser tomados como referência na aplicação da Resolução ANEEL Nº 318, de 6 de outubro de 1998, e suas eventuais atualizações.

2.2.10 Abordagem Internacional dos Indicadores de Continuidade

Internacionalmente os índices de continuidade de conjunto são classificados de acordo com os elementos físicos do sistema usados para ponderar os dados relativos à interrupção do fornecimento. Na incidência de faltas em grupos de consumidores, definidos como conjuntos, estes índices podem ser classificados como:

- índices baseados em clientes;
- índices baseados em potência;
- índices baseados em energia.

Os índices baseados em clientes são obtidos através de ponderações na quantidade de consumidores, número de consumidores atingidos e tempo de interrupção dos consumidores do conjunto considerando-se um período de observação preestabelecido (BILLINTON, 1988 e BILLINTON e LI, 1994). Desta forma definem-se:

- SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*): relação entre o número total de consumidores interrompidos e o número total de consumidores atendidos no conjunto;

- SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*): relação entre a somatória do produto entre o número de consumidores interrompidos pelo tempo de duração da interrupção de fornecimento pelo número total de consumidores no conjunto;
- CAIFI (*Customer Average Interruption Frequency Index*): relação entre os números totais de interrupções a consumidores e o número total de consumidores atingidos pela falta;
- CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*): relação entre os tempos totais das durações das interrupções a consumidores e o número total de interrupções a consumidores.

Os índices SAIFI e SAIDI juntos são os mais utilizados internacionalmente. O primeiro mede a frequência e o segundo mede a duração das interrupções considerando-se o total de consumidores do conjunto sob análise. O CAIFI é calculado para um ano, sendo a frequência das interrupções daqueles clientes que foram afetados por alguma interrupção. A diferença entre o CAIFI e o SAIFI é que, o SAIFI é a média da frequência de interrupção para todos os clientes do grupo e o CAIFI é a frequência de interrupção dos clientes afetados. Desta forma CAIFI permite caracterizar os problemas de grupos de clientes afetados por interrupções e compará-los ano a ano.

Neste trabalho, será utilizado o índice baseado em energia ENS (*Energy not Supplied*), além dos índices baseados nos clientes SAIDI e SAIFI, pois estes correspondem aos principais índices de continuidade brasileiros que são DEC e FEC respectivamente, e o ENS corresponde a somatória da energia não fornecida em todas as interrupções em determinado período.

2.3 Dispositivos de Seccionamento de Rede

Quando do planejamento de sistemas aéreos de distribuição, a alocação dos equipamentos seccionadores deve evidenciar a continuidade do fornecimento, que visa, caso ocorram falhas, atingir o menor número de consumidores e/ou cargas possíveis, até a localização da falha e restauração do sistema num tempo mínimo.

Para minimizar os efeitos produzidos por estas interrupções é comum o uso de equipamentos, instalados na subestação e ao longo dos alimentadores, de um destes três grandes grupos: religador automático (RA), chave-fusível (CF) e/ou simplesmente chave seccionadora.

As chaves, em sua maioria, são dispositivos de seccionamento e não só de proteção. Embora não respondam ativamente a uma contingência, as chaves podem ser utilizadas para isolar trechos com falha de um alimentador. Isso permite que alguns consumidores sejam restaurados mais rapidamente que outros, diminuindo o impacto das falhas no DEC. Estes equipamentos podem operar com ou sem tensão, e de forma manual e/ou remota. Enfocando a presença de tensão elas podem ser encontradas como sendo para abertura sem ou sob carga.

A seguir, serão descritos os dispositivos mais utilizados, pelas concessionárias, nos sistemas de distribuição aéreos primários de energia (13,8 kV).

2.3.1 Chaves para operação sem carga

As chaves de operação ou abertura sem carga (Figura 2.1) operam somente com o circuito desenergizado (tensão nula).



Figura 2.1 - Chave de Interrupção sem carga

2.3.2 Chaves para operação sob carga

As chaves de operação ou abertura sob carga são capazes de operar o circuito desde a condição de carga nula até a de carga plena.

A chave de interrupção que opera sob carga tem a vantagem de não afetar os índices do sistema já que para a operação do sistema não é necessário o desligamento de unidades consumidoras. Elas são instaladas nos troncos dos alimentadores, em ramais em que há a necessidade da transferência de consumidores cuja atividade não pode sofrer interrupções e nas interligações com outros alimentadores para possibilitar a transferência de cargas sem causar descontinuidade no fornecimento de energia. Na situação de interligação entre alimentadores apresenta-se normalmente na posição aberta.

Cita-se como exemplo deste tipo de chave a chave à óleo e a gás. Estas chaves, atualmente, podem ser encontradas com comando manual e/ou comando remoto.

A alocação da chave de operação sob carga com comando remoto (automatizada) (Figura 2.2), é o objeto deste estudo.

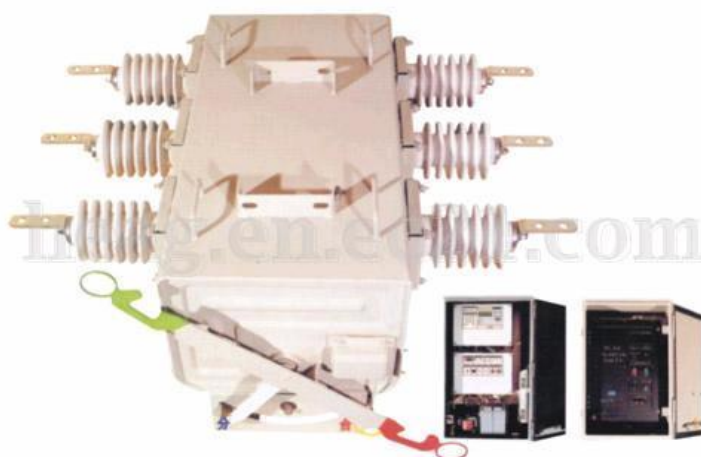


Figura 2.2 – Chave automatizada para operação sob carga

2.3.3 Chave Automatizada para Operação Sob Carga

Adequando-se um dispositivo eletrônico as chaves para operação sob carga podem operar de forma manual ou remota, sendo que as chaves mais modernas já possuem adaptações para isso. As chaves que operam de forma manual têm custo menor, porém, considerando-se que podem ocorrer atrasos no restabelecimento do sistema, devido ao tempo de deslocamento da equipe técnica até o local da falha, afetando diretamente o desempenho do mesmo, a opção pela utilização das chaves que operam de forma remota torna-se interessante.

Observa-se que de acordo com o ponto de instalação escolhido os 3 tipos de chaves para operação citadas acima, a serem instaladas nas redes, devem atender às condições descritas a seguir:

- a tensão nominal da chave deve ser adequada à classe de tensão do sistema;
- a corrente nominal da chave deve ser igual ou maior que a máxima corrente de carga no ponto de instalação, incluindo as manobras usuais;
- a corrente de curta duração da chave deve ser compatível com a corrente de curto circuito máxima no ponto.

Porém, analisando-se o custo-benefício da chave automatizada para operação sob carga, surge um novo desafio técnico relacionado com a busca do melhor ponto de alocação deste equipamento na rede de distribuição, almejando um ganho de tempo no restabelecimento do fornecimento de energia e minimização de custos.

2.3.4 Chaves Fusíveis

Sabe-se que tanto falhas permanentes quanto temporárias causam interrupções no fornecimento de energia elétrica, portanto para isolar trechos que apresentem falhas, protegendo o sistema, utiliza-se comumente a chave fusível (CF), por ser um equipamento mais simples e de menor custo (Figura 2.3).

A CF é composta basicamente por uma chave mecânica e por um elo fusível, e é projetada de forma a romper este elo quando da ocorrência de um fluxo de corrente elétrica superior à sua corrente nominal, interrompendo, assim o fornecimento de energia elétrica e obrigando sua troca.



Figura 2.3 - Chave fusível – Interrupção / Proteção

O elo fusível utilizado é composto principalmente por um componente fusível formado por um fio composto de liga de estanho, prata ou níquel-cromo que fica alojado dentro de um tubo de fibra isolante, revestido internamente por uma fibra especial. A queima desta fibra no instante da fusão do elemento fusível produz gases desionizantes importantes na extinção do arco elétrico que surge no momento em que o circuito é aberto.

Os elos fusíveis são dispositivos amplamente utilizados em sistemas de distribuição. Sua aplicação envolve basicamente a proteção de ramais de alimentadores, cargas e transformadores de distribuição.

A seleção de uma chave fusível fica condicionada à compatibilidade entre as características elétricas do ponto de instalação no sistema e às características elétricas próprias da chave. Em virtude disso, certos critérios devem ser obedecidos:

- a tensão nominal da chave deve ser, no mínimo, aproximadamente igual à classe de tensão onde vai ser instalada;
- valor do elo fusível deve ser igual ou maior que 150% do valor nominal da corrente instalada no ponto considerado. Em casos onde não existe

a possibilidade de crescimento de carga, não é necessário obedecer a este critério;

- a corrente nominal do elo fusível de um ramal deve ser aproximadamente igual a 150% do valor da máxima corrente de carga medida no ponto considerado. Este valor deve englobar a corrente devida a manobras.

2.3.5 Religadores Automáticos

O RA (Figura 2.4) é um equipamento de proteção contra sobrecorrente, que opera quando são detectadas correntes de curto circuito, desligando e religando automaticamente os circuitos numa quantidade de vezes estabelecida. O RA pode ser trifásico ou monofásico e é constituído de chaves controladas eletricamente submersas em óleo ou vácuo ligadas em série no circuito.



Figura 2.4 - Religador automático trifásico

Após detectar o defeito através da medida da corrente em seus terminais o RA dispara rapidamente, abrindo o circuito. Após um determinado tempo os terminais do RA são fechados. Se a falta for de carácter provisório o sistema continuará operando após um mínimo de tempo de interrupção. O processo de abrir e fechar pode se repetir várias vezes até que a falta seja eliminada. Se o defeito persistir após as várias tentativas, o religador abrirá definitivamente seus contatos, isolando a parte defeituosa do sistema. Os tempos de operação, o número de interrupções, os ajustes da corrente de disparo e outros parâmetros podem ser facilmente modificados pelo usuário,

resultando em maior flexibilidade e possibilitando a coordenação com outros dispositivos, tais como as chaves fusíveis.

Os religadores modernos permitem que seu controle e monitoramento seja feito remotamente através de diversos meios de comunicação podendo também ter registradores de perturbação cujos dados podem ser acessados remotamente. Os religadores automáticos em relação aos manuais apresentam as seguintes vantagens, segundo Gieger (1988):

- menor número de queima de elos fusíveis;
- facilidade de manobras;
- menor deslocamento das equipes de manutenção para sua troca;
- melhor seletividade de defeitos;
- minimização dos efeitos maléficos às redes pelos curto-circuitos;
- menores danos aos condutores e transformadores;
- maior faturamento;
- melhor imagem da empresa.

Trata-se de um equipamento de custo elevado, portanto os pontos para sua alocação devem ser bem escolhidos. Nos locais onde a instalação de um RA não é viável ou economicamente interessante, podem-se utilizar chaves fusíveis (CF).

2.3.6 Seccionadores Automáticos

O seccionador automático (Figura 2.5) pode ser definido como um equipamento utilizado para interrupção automática de circuitos, que abre seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à sua retaguarda e equipado com dispositivo para religamento automático (ELETROBRÁS, 1982).



Figura 2.5 – Seccionador automático trifásico

Os seccionadores automáticos são dispositivos projetados para operar em conjunto com os religadores. Basicamente, ele é um dispositivo constituído de uma chave a óleo monofásica ou trifásica e com aparência de religador. Seu controle pode ser tanto hidráulico quanto eletrônico. Diferentemente do religador, o seccionador automático não interrompe a corrente com defeito. Ele é ligado a uma certa distância do religador, no seu lado de carga. Cada vez que o religador interrompe uma corrente de falta, o seccionador conta a interrupção, e após um pré-determinado número de interrupções abre seus contatos antes da abertura definitiva do religador. Desta forma, um trecho sob condições de falta permanente pode ser isolado, permanecendo o religador e os demais trechos em operação normal. Além de sua operação normal, o seccionador pode ser operado manualmente para interromper a corrente nominal de carga e ser empregado como chave para seccionamento manual de alimentadores (GIGUER, 1988).

Para seleção do seccionador a ser instalado na rede de distribuição deve-se considerar:

- a tensão nominal deve ser compatível com a classe de tensão do sistema;
- a corrente nominal da bobina-série deve ser maior que a corrente máxima no ponto de instalação, incluindo as manobras usuais;
- tempo de memória deve ser definido de modo a permitir coordenação com os religadores, quaisquer que sejam os seus ajustes de seqüências de operação.

Para utilização das chaves de operação sem carga na rede de distribuição, orienta-se que as mesmas sejam instaladas nos seguintes pontos:

- após derivações com cargas expressivas, com o objetivo de preservar a continuidade do serviço, por ocasião de manobras;
- ao longo do tronco do alimentador, alternadas com chaves para operação com carga, a fim de limitar os trechos desenergizados quando ocorrerem defeitos ou houver necessidade de manutenções;
- nos pontos de instalação de equipamentos elétricos, para permitir que eles sejam desenergizados ou realimentados.

No caso das instalações das chaves para operação com carga, os pontos recomendados são:

- pontos de interligação de alimentadores;
- pontos próximos ao início de concentrações de carga, tanto no tronco de alimentadores como em ramais de extensões consideráveis;
- pontos da rede onde são previstas manobras para transferência de carga, localização de defeitos em trechos, serviços de manutenção e construção.

2.3.7 Critérios para Instalação dos Dispositivos de Seccionamento

Segundo Gieger (1988), para instalação dos dispositivos de seccionamento citados acima devem-se considerar os seguintes critérios:

- em pontos de circuitos longos, onde o curto circuito mínimo não é suficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda, deve ser projetado, de preferência, o religador. Pode também ser projetada a chave fusível;
- no início de ramais de certa importância que suprem áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja alta probabilidade de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos, deve ser utilizado o religador ou seccionador;

- no início de ramais não abrangidos pelo item acima, deve ser utilizada a chave fusível;
- após carga cuja continuidade de serviço seja fundamental, deve-se usar, de preferência, o religador. Pode ser utilizado também o seccionador, de acordo com a importância da carga;
- em alimentadores que se bifurcam, em pelo menos dois circuitos, deve-se projetar o religador ou o seccionador;
- em ramais onde haja consumidores protegidos por disjuntor, sem proteção para a falta de fase, deve-se usar o religador ou seccionador. Não é aconselhável o emprego de chaves fusíveis;
- quando o número de fusíveis em série exceder a três, deve-se utilizar o seccionador em substituição ao primeiro fusível (no sentido fonte/carga);
- no caso de ramais de pequena extensão (até 150 metros) que alimentem apenas um transformador, a chave fusível deve ser suprimida e instalada na derivação, protegendo o ramal e o transformador, desde que sua abertura seja visível e exista livre acesso do transformador à chave fusível.

2.4 Considerações Finais do Capítulo

A ANEEL, através de regulação e fiscalização do Setor Elétrico, faz com que as concessionárias busquem seu estado de excelência no tocante ao fornecimento de seus serviços, sendo que a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica é mensurada através de seus indicadores baseados nos clientes. Estes indicadores foram apresentados neste capítulo, destacando-se sua aplicação, formulação e penalidades. E ainda, foram conceituados os indicadores de continuidade internacionais mais importantes.

Fatores como os do planejamento físico da rede e de alocação dos dispositivos que minimizam os efeitos das interrupções para os consumidores favorecem um resultado mais positivo, melhorando a confiabilidade do sistema, portanto, neste capítulo, apresentaram-se também os dispositivos de seccionamento de rede utilizados

pela maioria das concessionárias. Eles foram relacionados, conceituados e descritos quanto a sua operação e aplicação.

Foram apresentados também os principais dispositivos de seccionamento empregados pelas concessionárias de distribuição, destacando-se os critérios atualmente empregados para instalação dos mesmos na rede. Para efeito deste trabalho será considerada a alocação de chaves automatizadas para operação sob carga, as quais podem contribuir significativamente para melhoria dos indicadores de continuidade apesar de seu custo elevado.

3 ALGORITMOS GENÉTICOS

3.1 Introdução

Este capítulo trata especificamente da metodologia a ser utilizada neste trabalho, uma técnica de busca da Ciência da Computação chamada de Algoritmos Genéticos (AG), que inspira-se na teoria da seleção natural de Darwin.

Entre as décadas de 30 e 40, muitos pesquisadores da área da matemática e biologia, desenvolveram estudos baseados nesta teoria, sendo que entre as décadas de 50 e 60, começaram a desenvolver simulações computacionais de sistemas genéticos.

Foi John Holland, físico e matemático americano, quem começou a desenvolver as primeiras pesquisas deste tipo de simulação computacional e em 1975, publicou o livro *“Adaptation in Natural and Artificial Systems”*, que tornou-se a Bíblia dos Algoritmos Genéticos. Na década de 80, David Goldberg, aluno de Holland, obtém o primeiro sucesso na aplicação industrial dos AG.

Os AG são algoritmos evolutivos que atuam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem descendentes cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer.

Os AG trabalham sempre com as áreas mais promissoras do espaço de busca (GOLDBERG, 1989 e HAUPT e HAUPT, 1998), utilizando para isso, uma classe de procedimentos denominados operadores genéticos. Assim, para cada indivíduo da população atual, chamado cromossomo, é aplicado um mecanismo de seleção, reprodução e mutação, baseado em um processo evolutivo com o objetivo de explorar o espaço de busca e encontrar as melhores soluções para o problema. Nessa tarefa de busca ou otimização, são consideradas todas as possibilidades de solução de um

determinado problema, utilizando-se a função de avaliação ou função de custo como uma maneira de avaliar as soluções no espaço de busca.

Os AG diferem dos algoritmos tradicionais de otimização em quatro aspectos (GOLDBERG, 1997 e REZENDE,2003):

- trabalham com uma codificação do conjunto das soluções possíveis, e não nos parâmetros da otimização em si;
- trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não com um único ponto;
- utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

Os AG são muito eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Baseiam-se na evolução biológica e são capazes de identificar e explorar fatores ambientais e convergir para soluções ótimas em níveis globais, contornando a ocorrência de ótimos locais. Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções, são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir globalmente para soluções ótimas ou aproximadamente ótimas (GOLDBERG, 1997 e HOLLAND, 1992).

Resumindo-se, os AG baseiam-se inicialmente na geração de uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada, onde para cada indivíduo é dado um índice, refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através de mutações e recombinação, gerando descendentes para a próxima geração. Este processo, chamado de reprodução, é repetido até que um conjunto de soluções satisfatórias seja encontrado, conforme algoritmo abaixo:

Seja $S(t)$ a população de indivíduos na geração t .
 $t \leftarrow 0$
inicializa $S(t)$
avaliar $S(t)$
enquanto o critério de parada não for satisfeito faça:
 $t \leftarrow t+1$
selecionar $S(t)$ a partir de $S(t-1)$
aplicar recombinação sobre $S(t)$
aplicar mutação sobre $S(t)$
avaliar $S(t)$
Fim enquanto

Embora possam parecer simplistas do ponto de vista biológico, esses algoritmos são suficientemente complexos para fornecer mecanismos poderosos e robustos de busca adaptativa (GOLDBERG, 1997).

3.2 Terminologia

Baseado na teoria da evolução pode-se dizer que o meio ambiente é o responsável pela seleção em cada geração dos seres vivos mais aptos de uma população. Logo, somente os mais aptos conseguem passar suas características genéticas para as demais gerações, pois os menos aptos são descartados antes de gerarem descendentes. No processo de reprodução são aplicados os operadores genéticos de mutação e recombinação (cruzamento) entre outros, que atuam sobre o material genético armazenado nos cromossomos e, com isso, tem-se a variabilidade dos indivíduos na população. A sobrevivência do mais adaptado é determinada pela seleção natural.

Como pode-se observar os AG sofrem grande influência da biologia em suas definições, o que explica a semelhança dos termos utilizados por este método (GOLDBERG, 1989 e DE OLIVEIRA E VALENÇA, 1999). A seguir, alguns termos comumente encontrados na literatura:

- Cromossomo: segmento do filamento cromático que se destaca por ocasião da divisão celular indireta, constituindo unidades definidas na formação do novo ser. Nos AG este representa a estrutura de dados que codifica uma solução para um problema, ou seja, um indivíduo no espaço de busca;
- Gene: partícula do cromossomo em que se encerram os caracteres hereditários. Nos AG, é um parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo;
- Genótipo: constituição hereditária de um indivíduo. Nos AG, representa a informação contida no indivíduo;
- Fenótipo: diz-se dos indivíduos de um grupo que apresentam caracteres exteriores iguais, mas que diferem pelo seu genótipo. Nos AG, representa o objeto, estrutura ou organismo construído a partir das informações do genótipo, ou seja, a decodificação do indivíduo.

3.3 Características Gerais e Representação

A aplicação de operadores genéticos tem como objetivo a produção de novos indivíduos a partir de indivíduos existentes. O princípio básico dos operadores é fazer com que a população, através de sucessivas gerações, estenda a sua busca até chegar a um resultado satisfatório. A grande utilidade destes operadores é fazer com que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores.

O grande desafio dos AG para resolução de problemas está exatamente na codificação, ou qual a melhor maneira de representar o problema, que deve ter uma estrutura de dados (cromossomo), geralmente vetores ou cadeia de vetores binários (estruturas mais tradicionais, porém nem sempre as mais indicadas), reais ou inteiros.

O cromossomo ou indivíduo representa o conjunto de parâmetros de variáveis da função objetivo cuja resposta será maximizada ou minimizada. O conjunto de todas as configurações que o indivíduo pode assumir forma o espaço de busca. Por exemplo, se o indivíduo representa n parâmetros de uma função, então o espaço de busca é um

espaço com n dimensões. A maioria das representações genotípicas utiliza-se de vetores de tamanho finito com um alfabeto também finito (REZENDE, 2003).

Normalmente, o genótipo de um indivíduo é representado por um vetor binário (representação mais utilizada), onde cada elemento do vetor denota uma ou outra característica de uma determinada propriedade.

Os elementos podem ser combinados formando as características reais do indivíduo, ou seja, o seu fenótipo. Portanto, esta representação independe do problema, pois uma vez encontrada a representação em vetores binários, as operações padrões podem ser utilizadas, facilitando o seu emprego em diferentes classes de problemas (SPEARS et al., 1993).

A representação binária é historicamente importante, uma vez que foi utilizada nos trabalhos pioneiros de John Holland (1992), e ainda é a representação mais usada, por ser de fácil utilização, manipulação e simplicidade de analisar teoricamente. Contudo se um problema tem parâmetros contínuos e o usuário desejar trabalhar com maior precisão, provavelmente acabará utilizando longos indivíduos para representar soluções, necessitando de uma grande quantidade de memória. Outro aspecto a ser observado é a não uniformidade dos operadores; por exemplo, se o valor real de um gene for codificado por um vetor binário, a mutação nos primeiros valores binários do gene afetará mais a aptidão do indivíduo que a mutação nos seus últimos valores (REZENDE, 2003).

A aptidão do indivíduo depende do seu desempenho e é calculada através da função de avaliação. Em problemas de otimização a função objetivo é, ela mesma, a candidata natural ao cargo de função de avaliação ou função de aptidão.

Assim, pode-se dizer que a função de avaliação é dependente do problema em particular, tratando-se, na maioria das vezes, de uma expressão matemática que, pode ser dependente ou não de restrições, e que avalia o quão próximo se está da solução desejada. Ela, ainda, pode incluir restrições que também devem ser satisfeitas na resolução. Resumindo a função de avaliação recebe como entrada o indivíduo e faz o cálculo da aptidão, ou grau de adaptação, retornando esta informação.

3.4 Seleção

Nos AG, é aplicado um critério de seleção para que o conjunto inicial de indivíduos gere descendentes mais aptos.

Quando não existe nenhum conhecimento prévio sobre a região do espaço de busca onde se encontra a solução do problema na população inicial, os indivíduos são gerados aleatoriamente. Se houver um conhecimento prévio sobre a região em que está localizada a solução, ou seja, se forem conhecidas soluções aceitáveis que podem estar próximas à(s) solução(ões) ótima(s) os cromossomos iniciais podem ser definidos de forma determinada.

Com o intuito de privilegiar os indivíduos mais aptos no processo de seleção, a cada membro da população é atribuído uma grau de aptidão que mede quão boa é a solução codificada por um indivíduo baseada na função objetivo, que é específica para cada problema.

Após associar-se uma nota de aptidão a cada indivíduo da população escolhe-se um subconjunto de indivíduos da população atual gerando-se uma população intermediária. Vários métodos de seleção tem sido propostos, dentre eles se destacam: o Método da Roleta, o Método do Torneio e o Método da Amostragem Universal Estocástica (REZENDE,2003).

3.5 Operadores Genéticos

Para se gerar populações sucessivas, e assim melhorar a aptidão com o tempo é necessária a aplicação dos operadores genéticos que são: mutação e recombinação ou cruzamento. Estes operadores são utilizados para assegurar que a nova geração seja renovada, mas possua de alguma forma, características de seus pais; e são úteis para que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquirida pelas gerações anteriores. Para prevenir que os melhores indivíduos não desapareçam da população pela manipulação dos operadores genéticos, eles podem

ser colocados automaticamente na próxima geração por meio de uma política elitista. O princípio básico dos operadores genéticos é, então, transformar a população por meio de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório.

3.5.1 Mutação

O operador genético de mutação é necessário para a manutenção da diversidade genética da população, alterando arbitrariamente um ou mais componentes de uma estrutura escolhida, o que fornece meios para introdução de novos elementos na população. A mutação assegura que a probabilidade de se chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero, além de contornar o problema dos mínimos locais, pois este mecanismo altera levemente a direção da busca. O operador de mutação é aplicado aos indivíduos com uma probabilidade dada pela taxa de mutação ($0,001 \leq P_m \leq 0,1$); geralmente se utiliza uma taxa de mutação pequena, pois é um operador genético secundário. Uma baixa taxa de mutação previne que a busca fique estagnada em sub-regiões do espaço de busca e possibilita que qualquer ponto do espaço de busca seja atingido. Com uma taxa muito alta a busca se torna essencialmente aleatória.

Um exemplo de mutação em um indivíduo binário é apresentada na Figura 3.1.



Figura 3.1 – Exemplo de mutação.

3.5.2 Cruzamento ou Recombinação

O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante o processo reprodutivo, permitindo que as próximas gerações herdem essas características. Ele é considerado o operador genético predominante, por isso é aplicado com probabilidade dada pela taxa de cruzamento ($0,6 \leq P_c \leq 0,99$), sendo maior que a taxa de mutação. Quanto maior esta taxa mais rapidamente novas

estruturas serão introduzidas na população, porém é necessária cautela, pois se esta taxa for muito alta, estruturas com boas aptidões podem ser retiradas mais rapidamente que a capacidade de seleção em criar melhores estruturas. Por outro lado, uma taxa muito baixa pode estagnar a busca.

O operador genético citado pode ser utilizado de várias maneiras. Os mais conhecidos são:

- Cruzamento de um-ponto

Um ponto de cruzamento é escolhido. A partir deste ponto, as informações genéticas dos pais são trocadas. As informações anteriores a este ponto em um dos pais são ligadas às informações posteriores a este ponto no outro pai (Figura 3.2).

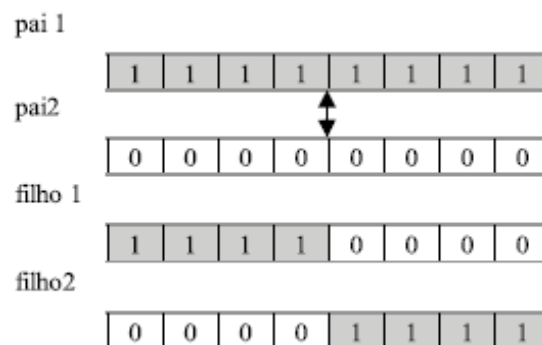


Figura 3.2 – Exemplo de cruzamento de um ponto.

- Cruzamento de dois-pontos ou multipontos

No cruzamento de dois pontos, ou multipontos, é realizada a troca de material genético através de mais de um ponto previamente definidos. É uma generalização da idéia de troca de material genético através de pontos, em que vários pontos de cruzamento podem ser utilizados (Figura 3.3).

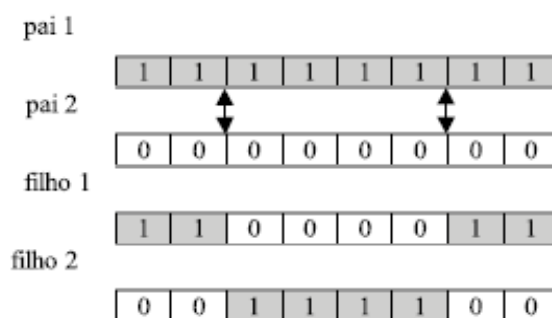


Figura 3.3 – Exemplo de cruzamento de dois pontos.

- Cruzamento uniforme

No cruzamento uniforme é gerado um indivíduo que é denominado como máscara de bits aleatórios. Se o primeiro bit da máscara é 1, então o primeiro bit do Pai₁ é copiado para o primeiro bit do filho₁, caso contrário o primeiro bit do Pai₂ é copiado. O processo se repete para os bits restantes do filho₁. Na geração do segundo filho, o processo é invertido. Se o valor na máscara é 1, então será copiado o bit do Pai₂. Se o bit for 0 será copiado o bit do Pai₁. O filho contém uma recombinação genética, ou seja, tem características dos dois pais (Figura 3.4). O número de troca de pontos não é fixo, costuma-se utilizar a metade do comprimento do indivíduo, metade do número de genes, como as quantidades de pontos que serão trocados entre os pais na criação do indivíduo (BEASLEY, BULL e MARTIN, 1993).

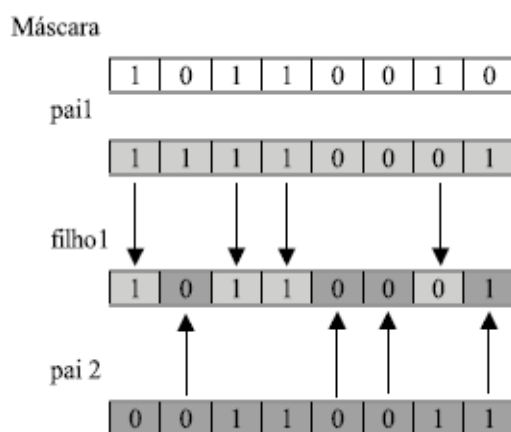


Figura 3.4 – Exemplo de cruzamento uniforme.

- Cruzamento disperso

O algoritmo cria um vetor binário aleatório, e então seleciona os genes onde a posição no vetor é um 1 no primeiro pai, e os genes onde a posição no vetor é 0 no segundo pai, fazendo a combinação dos genes para compor o indivíduo filho (Figura 3.5).

Vetor Aleatório	1	1	0	0	1	0	0	0
Pai 1	a	b	c	d	e	f	g	h
Pai 2	1	2	3	4	5	6	7	8
Filho	a	b	3	4	e	6	7	8

Figura 3.5 – Exemplo de cruzamento disperso.

- Elitismo

O elitismo tem como função copiar os melhores indivíduos de uma geração para a próxima geração. Por exemplo, copiar os dois melhores indivíduos para a próxima geração, como na Figura 3.6.

População								
0	0	1	1	0	0	1	1	
0	0	1	1	0	0	1	1	
0	0	1	1	0	0	1	1	
Próxima população								
0	0	1	1	0	0	1	1	
0	0	1	1	0	0	1	1	
1	0	0	1	0	0	1	1	

Figura 3.6 – Exemplo de elitismo.

3.6 Considerações Finais do Capítulo

De um modo em geral, os AGs apresentam-se como uma ótima ferramenta na solução de problemas de otimização. Os operadores genéticos facilitam a busca por melhores soluções, pois após a seleção dos melhores indivíduos, os sucessivos

cruzamentos propiciam a criação de indivíduos melhores que os originais. Através da mutação procura-se evitar a ocorrência de problemas dos mínimos locais e o elitismo, por sua vez, tenta evitar que os melhores indivíduos sejam perdidos a cada geração, tornando assim, o algoritmo uma opção robusta e eficaz para a aplicação no problema de busca do melhor ponto para alocação das chaves automatizadas.

Para fins de implementação computacional dos AG foi utilizado a toolbox do MATLAB[®] R2007a.

4 PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

Este capítulo apresenta uma ferramenta de simulação de processos estocásticos que, agregada à técnica dos AG, foi aplicada no desenvolvimento deste trabalho, chamada de simulação do método de Monte Carlo.

Para melhor entendimento, do método citado, esclarece-se que:

- um processo estocástico é uma variável que evolui ao longo do tempo de forma parcial ou totalmente aleatória; e
- processos estocásticos são uma família de variáveis aleatórias.

Exemplificando, se X é um processo estocástico, então $X(t)$ é uma variável aleatória para cada valor de t pertencente ao conjunto índice T . Conclui-se, portanto que se uma variável aleatória unidimensional é um número real que varia aleatoriamente, um processo estocástico é uma função que varia aleatoriamente.

Os processos estocásticos podem ser contínuos ou discretos, dependendo da modelagem da variável tempo ser contínua ou discreta, e são utilizados para a modelagem de vários problemas reais como: apreçamento de opções, cálculo do valor de empresas, resolução de problemas matemáticos complexos e por fim, cálculo do risco financeiro de uma carteira de investimentos (VARANDA, 2005).

Por sua vez, a palavra “simulação” refere-se a qualquer método analítico que procura imitar um sistema real, especialmente quando outras análises envolvem complexidade matemática, ou são difíceis de serem reproduzidas.

Sem simulação, um modelo de planilha eletrônica revela somente um resultado único, geralmente aquele cenário mais provável ou o cenário médio. Análises de modelo de planilhas eletrônicas sob condições de risco utiliza simulação e modelagem para automaticamente analisar o efeito de vários valores de variáveis de entrada nas variáveis de saída ou análise (MOURA, 2000).

4.1 Variável Aleatória: Conceito e Características

Uma variável aleatória X é uma variável cujos possíveis valores são determinados por processos aleatórios, probabilísticos ou casuais, isto é, processos cujo resultado específico não é possível conhecer à priori com certeza absoluta. Sabe-se apenas que, perante determinado fenômeno, o resultado a obter é um dos possíveis resultados deste fenômeno, e eventualmente conhece-se a probabilidade ou o grau de credibilidade com que cada um dos resultados aparecerá. Note-se que a soma das probabilidades de todos os possíveis valores ou resultados da variável aleatória é de 1 a 100%.

O acontecimento é dito determinístico quando o resultado é conhecido à priori, e para um dado valor n o resultado é sempre o mesmo. Observa-se este comportamento em um acontecimento do gênero $x = \{\text{fatorial de } n\}$.

Já ao se tratar de um acontecimento probabilístico ou aleatório, podem-se conhecer todos os possíveis resultados, mas não se sabe qual o resultado concreto.

Seja um exemplo, $x = \{\text{lançamento de um dado honesto}\}$. Sabe-se que acontecerá um dos 6 resultados possíveis, mas é impossível adivinhar qual a face que irá sair ao lançar o dado.

Neste exemplo verifica-se que é possível enumerar todos os valores da variável aleatória, e entre quaisquer dois valores consecutivos da tabela não existe mais nenhum valor intermédio. As variáveis aleatórias deste gênero designam-se por discretas. De um modo geral, estas variáveis traduzem contagens de resultados do fenômeno aleatório.

Há, contudo, variáveis aleatórias que podem assumir infinitos valores, caracterizadas por terem uma variação contínua. É por exemplo o caso da seguinte variável aleatória, definida para quantificar a produção: $x = \{\text{produção de trigo por hectare}\}$. Uma variável deste gênero pode assumir qualquer valor (inteiro ou não),

dentro de determinados limites, tornando impossível enumerar todos os possíveis valores que pode assumir.

Verifica-se, portanto, que o que interessa nas variáveis aleatórias são suas distribuições de probabilidade, isto é, as probabilidades de diversos eventos envolvendo tais variáveis.

4.2 Função Distribuição de Probabilidade

Quando se atribui valores de probabilidade a todos os possíveis valores de uma variável aleatória x , seja através de uma tabela do tipo $(x, Pr(x))$ onde se enumeram todos os possíveis valores da variável aleatória X e suas respectivas probabilidades, seja por uma função do tipo $f(x) = Pr(x)$, obtém-se o que se designa por função de distribuição de probabilidade.

A função distribuição acumulada de uma variável X , por sua vez, associa a cada valor possível de X a probabilidade deste valor ser menor ou igual a x . Denota-se $F(x)$, sendo que $F(x) = P(X \leq x)$.

As propriedades da função distribuição acumulada varia para cada tipo de variável aleatória, discreta e/ou contínua, conforme mostra:

- Variáveis discretas:

$$\begin{aligned} f(x) &\geq 0 \\ \sum_{\text{todos } X} f(x) &= 1 \end{aligned} \quad (4.1)$$

- Variáveis contínuas:

$$\begin{aligned} f(x) &\geq 0, \quad \forall x \\ \int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx &= 1 \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$P(a \leq X \leq b) = P(a < X \leq b) = P(a \leq X < b) = P(a < X < b)$$

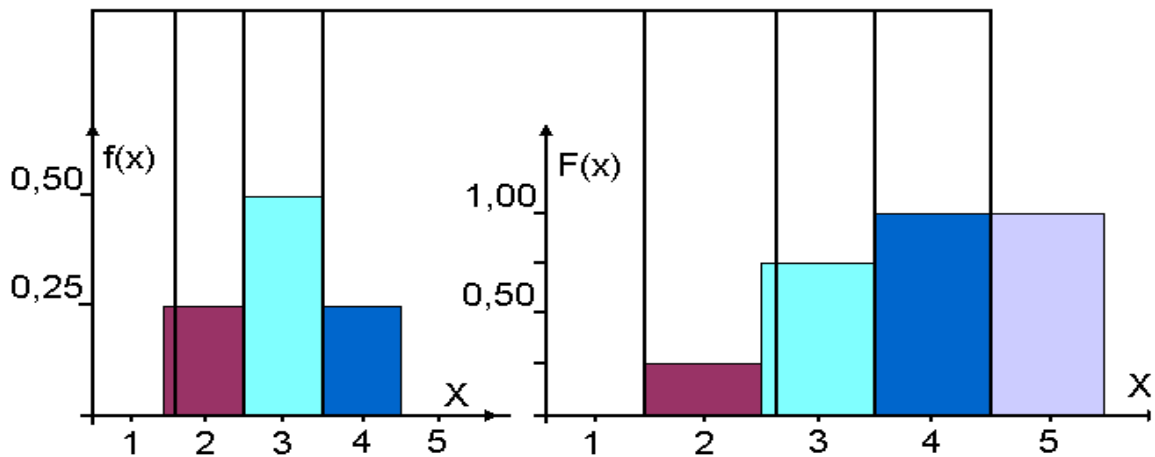


Figura 4.1 – Exemplo gráfico de função distribuição acumulada discreta

No caso das variáveis contínuas, a função utilizada para representar a distribuição de probabilidades chama-se função densidade. Utiliza para este efeito, a integral.

Especificamente, se uma variável aleatória tem densidade dada por $f(x)$, então, intuitivamente, o intervalo infinitesimal $[x, x+dx]$ tem probabilidade $f(x)dx$.

A função distribuição acumulada, por sua vez, trata-se da integral da densidade.

$$P(X = x) = 0$$

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx \quad (4.3)$$

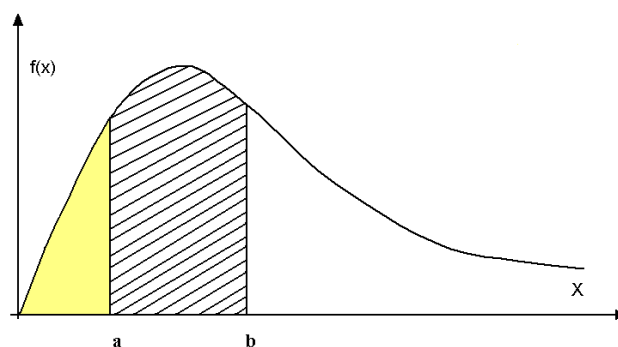


Figura 4.2 – Exemplo gráfico de função densidade de probabilidade contínua

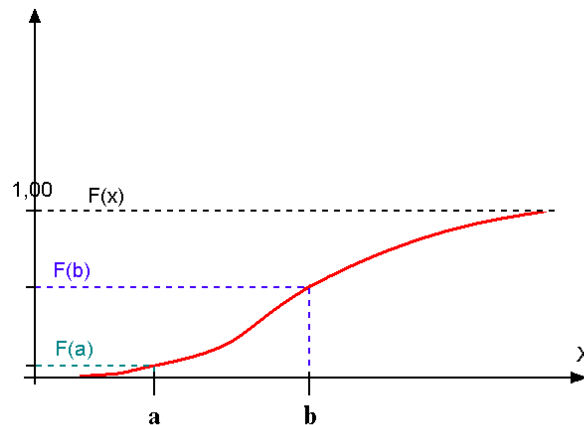


Figura 4.3 – Exemplo gráfico de função distribuição acumulada contínua

Podemos ainda calcular da função, à partir de sua distribuição de probabilidades discretas e contínuas, através de medidas de variabilidade, que resumidamente fornecem informações sem sobrecarregar com números. Para uma série de dados, $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$, onde n é o número de observações na série, as medidas de variabilidade mais utilizadas são:

- Amplitude total: Diferença entre o maior e o menor valor observado;
- Média (valor esperado, esperança ou expectância).

O valor esperado de uma variável aleatória x ($E[x]$), é o valor médio esperado de uma experiência repetida por muitas vezes. Se todos os eventos tiverem igual probabilidade de ocorrência o valor esperado será igual a sua média aritmética. Para uma variável aleatória discreta x com valores possíveis x_1, x_2, x_3, \dots e com probabilidades representadas pela função $p(x_i)$; o valor esperado é calculado pela seguinte equação (desde que a mesma seja convergente):

1. Funções discretas

$$\mu = \sum_{\text{todos } x} x \cdot f(x) = E(x) \quad (4.4)$$

2. Funções contínuas

$$\mu = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx = E(x) \quad (4.5)$$

- Variância

A variância de uma variável aleatória x é geralmente designada por $\text{var}(x)$, σ_x^2 , ou simplesmente σ^2 . Estas notações podem ser utilizadas tanto para variáveis aleatórias quanto para contínuas.

A variância de uma variável aleatória é uma medida de dispersão estatística, indicando quão longe os seus valores se encontram do valor esperado. Considere-se que se $\mu = E(X)$ é o valor esperado da variável aleatória X , então sua variância é igual a:

1. Funções discretas:

$$\sigma^2 = \sum_{\text{todos } x} (x - \mu)^2 \cdot f(x) \quad (4.6)$$

2. Funções contínuas:

$$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f(x) dx - \mu^2 \quad (4.7)$$

A equação acima nos mostra que a variância é o valor esperado do quadrado do desvio de x da sua própria média, ou de uma forma mais simplista corresponde à média do quadrado da distância de cada ponto até a média.

Pode-se concluir, então que se a variância pode ser calculada ele nunca será negativa, porque os quadrados são sempre positivos ou nulos.

Observa-se também que quando existem 2 séries de dados, existem várias medidas estatísticas que podem ser usadas para capturar como as duas séries se movem juntas através do tempo. As duas mais utilizadas são a correlação e covariância.

- Covariância

Para X_1 e X_2 , a covariância (cov) fornece uma medida não padronizada do grau no qual elas se movem juntas, e é estimada tomando o produto dos desvios da média para cada variável em cada período.

$$\begin{aligned} \text{cov}(X_1, X_2) &= \sigma_{X_1 X_2} = E[(X_1 - \mu_{X_1})(X_2 - \mu_{X_2})] = \\ &= E(X_1 \cdot X_2) - \mu_{X_1} \cdot \mu_{X_2} \end{aligned} \quad (4.8)$$

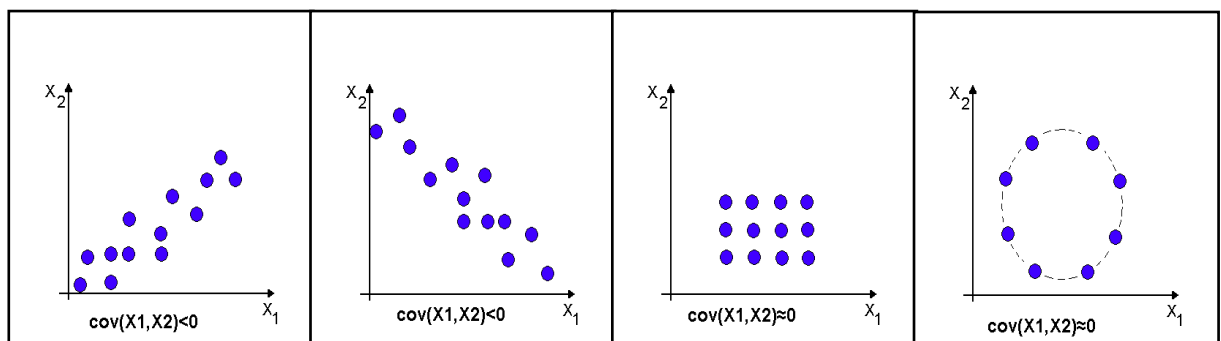


Figura 4.4 – Exemplo gráfico do resultado da análise da covariância entre X_1 e X_2

O sinal da covariância indica o tipo de relação que as duas variáveis tem. Um sinal positivo indica que elas movem juntas e um negativo que elas movem em direções opostas. Enquanto a covariância cresce com o poder do relacionamento, ainda é difícil determinar a relação que há entre as duas variáveis observando a covariância, pois ela não é padronizada.

- Desvio Padrão

Desvio padrão é a medida mais comum de dispersão estatística, definido como a raiz quadrada da variância. Garante-se assim que não é fornecida uma medida de dispersão negativa e que se use a mesma unidade de medida dos dados originais. Há

uma distinção entre o desvio padrão do total de uma população ou de uma variável aleatória, e o desvio padrão s de um subconjunto em amostra.

O desvio padrão de uma variável aleatória x é definido como:

$$s = \sqrt{s^2} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.9)$$

Caso a variável aleatória x assuma valores de x_1 a x_n , então o desvio padrão para esta amostra de n números (ou desvio padrão amostral) pode ser equacionado da seguinte forma:

1. A média de x é definida como:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} \quad (4.10)$$

2. O desvio amostral (s) é calculado como:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (4.11)$$

A divisão por $n - 1$ aparece quando exigimos que a variância amostral s^2 seja um estimador não tendencioso da variância populacional σ^2 .

Caso os dados sejam agrupados considera-se a frequência da ocorrência dos dados (f) e obtém-se:

$$s = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^k f_i - 1} \sum_{i=1}^k ((x_i - \bar{x})^2 \times f_i)} \quad (4.12)$$

onde: k é o número total de observações diferentes realizadas.

Em outras palavras, o desvio padrão amostral de uma variável X pode ser calculada, seguindo-se o seguinte algoritmo:

1. Para cada valor x_i calcula-se a diferença entre x_i e o valor médio \bar{x} ($x_i - \bar{x}$).
2. Calcula-se o quadrado dessa diferença. No caso dos dados serem agrupados, multiplica-se cada um destes quadrados pela respectiva frequência de ocorrência.
3. Encontra-se a soma dos quadrados das diferenças. No caso dos dados serem agrupados, a soma é a dos produtos dos quadrados das diferenças pela respectiva frequência.
4. Divide-se este resultado por $(n - 1)$. Esta quantidade é a variância s^2 .
5. Toma-se a raiz quadrática deste resultado.

- Coeficiente de Correlação

A correlação é a medida padronizada da relação entre duas variáveis. Ela pode ser calculada da covariância, pois quando dividida pelos respectivos desvios-padrão de cada variável, a covariância é padronizada e recebe o nome de coeficiente de correlação.

O coeficiente de correlação das variáveis X_1 e X_2 é representada pela fórmula:

$$\rho_{X_1X_2} = \frac{\text{cov}(X_1, X_2)}{\sqrt{\text{Var}(X_1) \cdot \text{Var}(X_2)}} = \frac{\sigma_{X_1X_2}}{\sigma_{X_1} \cdot \sigma_{X_2}} \quad (4.13)$$

A correlação nunca pode ser maior do que 1 ou menor do que -1. Uma correlação próxima a zero indica que as duas variáveis não estão relacionadas. Uma correlação positiva indica que as duas variáveis movem-se juntas, e a relação é forte quanto mais a correlação se aproxima de um. Uma correlação negativa indica que as duas variáveis movem-se em direções opostas, e que a relação também fica mais forte

quanto mais próxima de menos 1 a correlação ficar. Duas variáveis que estão perfeitamente correlacionadas positivamente ($\rho=1$) movem-se essencialmente em perfeita proporção na mesma direção, enquanto dois conjuntos que estão perfeitamente correlacionados negativamente movem-se em perfeita proporção em direções opostas.

Para melhor interpretação do coeficiente de correlação, observe-se a Tabela 4.3 (ROCCO, 2008).

Tabela 4.3 – Interpretação do coeficiente de correlação.

Coeficiente	Correlação
$\rho < 0$	Relação Inversa
$\rho = 0$	Relação Nula
$0 < \rho \leq 0,3$	Relação Fraca
$0,3 < \rho \leq 0,7$	Relação Média
$0,7 < \rho \leq 0,9$	Relação Forte
$0,9 < \rho \leq 0,99$	Relação Fortíssima
$\rho = 1$	Relação Perfeita

- Teorema do Limite Central

O teorema do limite central expressa o fato de que a soma de muitas variáveis aleatórias independentes e com a mesma distribuição de probabilidade, tende à distribuição normal.

Como grande parte das características naturais são resultados de diversos fatores com grande frequência depara-se com a distribuição normal.

Sejam X_1, X_2, \dots, X_n , variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas, com média μ e variância σ^2 , finitas. Então, se $S_n = X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n$,

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P(a \leq \frac{S_n - n\mu}{\sigma\sqrt{n}} \leq b) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_a^b e^{-\frac{u^2}{2}} du \quad (4.14)$$

isto é, $\frac{S_n - n\mu}{\sigma\sqrt{n}} \sim N(0;1)$.

Observação: O teorema vale também quando $X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n$ são variáveis aleatórias independentes com mesma média e mesma variância, mas não necessariamente a mesma distribuição (HSU,1996).

4.3 Função Distribuição de Probabilidade Uniforme

A função distribuição uniforme varia de acordo com a variável envolvida, podendo ser discreta ou contínua.

4.3.1 Função Distribuição Uniforme Discreta

Uma função é dita de distribuição discreta uniforme quando uma variável aleatória X for uma variável aleatória discreta uniforme, ou seja, quando para cada um dos n valores em sua faixa, isto é, x_1, x_2, \dots, x_n , todos tem a mesma probabilidade de ocorrerem. Este comportamento é correspondente a seguinte equação:

$$f(x_i) = 1/n \quad (4.15)$$

Supondo-se que x seja uma variável aleatória discreta uniforme nos inteiros consecutivos $a, a+1, a+2, \dots, b$, para $a \leq b$, então a média de x é:

$$\mu = E(x) = \frac{(b + a)}{2} \quad (4.16)$$

e o desvio padrão de x é:

$$\sigma = \frac{\sqrt{(b - a + 1)^2 - 1}}{12} \quad (4.17)$$

4.3.2 Função Distribuição Uniforme Contínua

Suponha que os parâmetros a e b sejam os limites inferior e superior, respectivamente, da função da variável contínua x , então $f(x_i) = 1/(b - a)$ para $a \leq X \leq b$ e 0, para os demais casos.

Utiliza-se este tipo de distribuição quando a probabilidade de eventos é a mesma e a variável tem valores limites (entre a e b) e não se sabe muito a seu respeito.

4.3.3 Função Distribuição Normal

A função de distribuição normal é uma das distribuições mais utilizadas, também conhecida como função distribuição de Gauss ou gaussiana. Diversos fenômenos naturais seguem a distribuição gaussiana. Maxwell chegou a uma curva normal de distribuição na análise da velocidade das moléculas (PAPOULIS, 1991).

Nos séculos XVIII e XIX, matemáticos e físicos desenvolveram uma função densidade de probabilidade que descrevia bem os erros experimentais obtidos em medidas físicas. Esta função densidade resultou em uma curva em forma de sino hoje conhecido como distribuição normal ou gaussiana.

A maior parte dos fenômenos probabilísticos de natureza contínua, e mesmo alguns de natureza discreta, tendem a seguir esta lei. Esta lei de distribuição estabelece que os valores mais freqüentes encontram-se em torno da média (valor esperado) da variável aleatória, quanto mais afastados os valores estão da média (variância), menos frequentes são. Este comportamento é coerente com o que se passa com a maior parte dos fenômenos que ocorrem na natureza.

Mesmo que cada um dos fenômenos, considerados isoladamente, não sigam esta distribuição, desde que a amostra tenha tamanho igual ou superior a 30, os fenômenos tendem a aproximar-se da lei de distribuição normal, independentemente

da distribuição de probabilidades que descreve cada um dos fenômenos isoladamente. Este princípio é um caso particular de um importante teorema muito utilizado chamado Teorema do Limite Central.

Esquemáticamente, esta distribuição tem uma curva em forma de sino, simétrica em torno da média, conforme ilustrado na Figura 4.5.

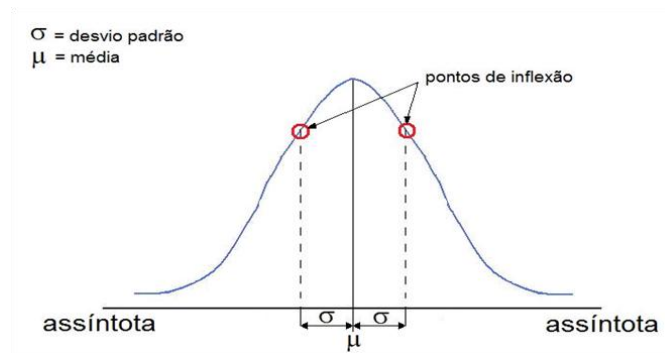


Figura 4.5 – Função distribuição normal (simétrica em torno da média)

A curva da distribuição normal tem a seguinte função de densidade:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.18)$$

que depende de dois parâmetros: média μ , e desvio padrão σ , que caracterizam cada uma das curvas em particular. Como anteriormente citado, a curva é simétrica em torno da média.

Além da simetria, outra característica fundamental da lei da distribuição normal é uma propriedade que estabelece que a probabilidade dos indivíduos abaixo da média é igual à probabilidade dos indivíduos acima da média.

Tratando-se de uma distribuição contínua, ou assintoticamente contínua, teoricamente a probabilidade de um ponto é nula, sendo esta função de distribuição utilizada para estabelecer as probabilidades de a variável aleatória acontecer em intervalos, e não em pontos isolados.

Para se calcular a probabilidade de ocorrência no intervalo x $[x_1, x_2]$ calcula-se a integral da função em ordem a x , no intervalo em questão. Isto é, a probabilidade de ocorrência num determinado intervalo equivale à área delimitada pela curva e pelo eixo das abcissas, no intervalo considerado. A forma gráfica é similar a mostrada na Figura 4.5, em que a ordenada é a frequência relativa e a abscissa representa os valores que a variável x assume. Cada curva de frequência normal é centrada na média da população, sendo simétrica em torno deste ponto. A curva normal nunca toca a abscissa, uma vez que $f(x)$ não é zero no intervalo de $-\infty < x < \infty$.

Se considerar-se Z uma variável aleatória contínua tal que $Z \sim N(\mu; \sigma)$, sendo $\mu=0$ e $\sigma=1$, chama-se esta função de função de distribuição normal padrão e a fórmula se reduz a:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} \quad (4.19)$$

Então, a variável aleatória $Z = aX + bY + c$ tem distribuição normal com:

$$\mu_z = E(z) = a\mu_x + b\mu_y + c \quad (4.20)$$

$$var(z) = a^2\sigma_x^2 + b^2\sigma_y^2 \quad (4.21)$$

Em particular, a soma ou a diferença de duas ou mais variáveis aleatórias normais é também uma variável aleatória normal.

4.4 Análise Multivariada

Ao se tomar uma decisão, muitos fatores costumam estar envolvidos nela, porém nem todos têm a mesma importância. Quando a decisão é intuitiva, nem todos os fatores costumam ser identificados, ou seja, não são definidas todas as variáveis que a afetam. Observa-se, então que um grande número de variáveis envolve os acontecimentos quer sejam culturais ou naturais.

A análise multivariada consiste na utilização de métodos estatísticos que descrevem e analisam dados de muitas variáveis de forma simultânea. A necessidade de entender o relacionamento entre as variáveis aleatórias torna a análise multivariada uma ferramenta de grande potencial de aplicação por reduzir o tempo computacional e seu respectivo custo.

Esta metodologia trata dos problemas relacionados com:

- reconhecimento e classificação de padrões;
- análise das estruturas de covariância de um vetor aleatório;
- análise de agrupamento;
- análise de correlação canônica;
- encontrar a adequação de representar o universo de estudo, simplificando a estrutura dos dados;
- classificação que permite estabelecer as observações dentro de grupos ou, então, concluir que os indivíduos estão aleatórios no multiespaço, sendo também possível alocar novos itens em grupos já identificados;
- análise de independência que tem como objetivo examinar a independência entre as variáveis, a qual abrange desde a independência total até a colinearidade, quando uma delas é combinação linear de outras.

A utilização dos conceitos de covariância e correlação tornam-se imprescindíveis em tal análise.

Na tentativa de explicar uma variável, chamada de variável dependente, usando a outra variável, chamada de variável independente usamos uma extensão do conceito correlação/covariância chamado de regressão simples.

4.4.1 Regressão Linear

Num problema estatístico, seja X_2 a variável dependente e X_1 a variável independente. Se as duas variáveis são plotadas uma contra a outra num gráfico de

espalhamento, com X_2 no eixo vertical e X_1 no eixo horizontal, a regressão tenta ajustar uma linha reta através dos pontos de tal modo que minimiza a soma dos desvios quadrados dos pontos da linha. Consequentemente, ela é chamada de regressão ordinária dos mínimos quadrados e/ou *Ordinary Least Square* (OLS). Quando tal linha é ajustada, dois parâmetros emergem – um é o ponto em que a linha corta o eixo X_2 , chamado de intercepção da regressão, e o outro é a inclinação da linha de regressão (Figura 4.6). A fórmula básica deste tipo de regressão é:

$$X_2 = a + bX_1 \quad (4.22)$$

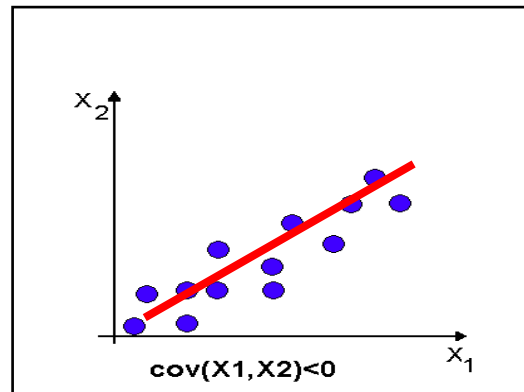


Figura 4.6 – Exemplo de regressão OLS

A inclinação regressão (b) mede a direção e a magnitude da relação. Quando as duas variáveis estão correlacionadas positivamente, a inclinação também será positiva, enquanto quando as duas variáveis estão correlacionadas negativamente, a inclinação será negativa. A magnitude da inclinação da regressão pode ser lida como segue – para cada acréscimo unitário na variável (X), a variável dependente mudará pela inclinação (b). A inclinação pode ser estimada usando-se a covariância (fórmula 4.23):

$$b = \frac{\text{cov}(X_1, X_2)}{\text{Var}(X_1)} = \frac{\sigma_{X_1 X_2}}{\sigma^2_{X_1}} \quad (4.23)$$

A intercepção (a) da regressão pode ser lida de duas maneiras, uma é que ela é o valor de X_2 quando X_1 é zero, outra é a diferença entre o valor médio de X_2 , e o valor ajustado da inclinação de X_1 (fórmula 4.24).

$$a = \mu(X_2) - b\mu(X_1) \quad (4.24)$$

Os parâmetros da regressão são sempre estimados com algum ruído, parcialmente porque o dado é medido com erro e parcialmente porque os estimamos de amostras de dados. Este ruído é capturado numa dupla de estatísticas. Um é o R – quadrado da regressão, que mede a proporção da variabilidade em X_2 que é explicada por X_1 . É uma função direta da correlação entre as variáveis X_1 e X_2 :

$$R - \text{quadrado da regressão} = R^2(X_1, X_2) = [b^2 \cdot \sigma^2(X_1)] / \sigma^2(X_2) \quad (4.25)$$

Um valor de R - quadrado muito próximo de 1 indica uma forte relação entre as variáveis, apesar da relação poder ser positiva ou negativa. Uma outra medida é o erro padrão, que mede o espalhamento ao redor de cada um dos parâmetros estimados: a interceptação e a inclinação. Cada parâmetro tem um erro padrão (SE) associado conforme se traduz nas fórmulas:

$$\begin{aligned} SE_a &= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i)^2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \varepsilon X_i)^2}{(n-1) \sum_{i=1}^n (X_i - \mu_x)^2}} \\ SE_b &= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \varepsilon X_i)^2}{(n-1) \sum_{i=1}^n (X_i - \mu_x)^2}} \end{aligned} \quad (4.26)$$

Considerando-se que a estimativa da interceptação e a inclinação são normalmente distribuídas, a estimativa do parâmetro e o erro padrão podem ser combinados para se obter uma “estatística t” que mede se a relação é estatisticamente significativa:

- “Estatística t” para a interceptação = a/SE_a ;
- “Estatística t” da inclinação = b/SE_b .

Exemplificando: Com 120 observações, uma estatística t maior que 1,66 indica que a variável é significativamente diferente de zero com 95% de certeza, enquanto uma estatística maior que 2,36 indica o mesmo com 99% de certeza. Para amostras menores, a estatística t tem de ser maior para ter significado estatístico.

A regressão que mede a relação entre duas variáveis torna-se uma regressão múltipla quando ela é estendida para incluir mais do que uma variável independente (X_1, X_2, X_3, \dots) na tentativa de explicar a variável dependente X_2 . Enquanto as representações gráficas tornam-se mais difíceis e a regressão múltipla conduz a uma forma que é uma extensão da regressão simples.

Matematicamente, representa-se:

$$X_2 = a + b X_1 + c X_2 + d X_3 + e X_4 \quad (4.27)$$

Ambas as regressões, a simples e a múltipla estão baseadas numa relação linear entre a variável dependente e a variável independente. Quando a relação é não linear, o uso de uma regressão linear conduzirá a predições incorretas. Em tais casos, as variáveis independentes precisarão ser transformadas para uma relação mais linear.

4.4.2 Regressão Logística

O método da Regressão Logística, assim como o da Regressão Linear e Múltipla, estuda a relação entre uma variável resposta e uma ou mais variáveis independentes.

A regressão logística estima diretamente a probabilidade de um evento correr, o que, segundo Johnson & Wichern, torna este modelo mais apropriado no caso da variável dependente ser dicotômica, ou seja, nos modelos de regressão simples ou múltiplas, a variável dependente X_2 é uma variável aleatória de natureza contínua, entretanto em algumas situações, a variação dependente é qualitativa e expressa por duas ou mais categorias, ou seja, admite dois ou mais valores. Neste caso o método dos mínimos quadrados não oferece estimadores plausíveis. Uma boa aproximação é obtida com a regressão logística, pois permite o uso de um modelo de regressão para se calcular ou prever a probabilidade de um evento específico.

A diferença entre estas técnicas de regressão se deve ao fato de que na regressão logística as variáveis dependentes estão dispostas em categorias discriminatórias enquanto na regressão linear estas variáveis são dados contínuos.

Outra diferença é que na regressão logística a resposta pode ser entendida como uma probabilidade de ocorrência $p \in [0,1]$ enquanto na regressão linear obtém-se um valor numérico $p \in \mathbb{R}$.

Comenta-se à seguir o método aplicado, neste trabalho, para a predição dos eventos.

4.5 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Quando se utiliza um modelo matemático para descrever um sistema, é possível que o modelo seja complexo demais, ou então não permita uma solução analítica. Neste caso, a simulação computacional é de grande valia na obtenção de uma resposta para um problema particular. Quando o modelo envolve amostragem aleatória de uma distribuição probabilística, o método é designado Simulação de Monte Carlo (SMC).

4.5.1 Método de Monte Carlo

O método leva este nome devido à Monte Carlo, que é o nome de um bairro do Principado de Mônaco famoso por seus cassinos. Seu nome, bem como o desenvolvimentos sistemático do método data de 1944, quando então foi usado como ferramenta de pesquisa para o desenvolvimento da bomba atômica, durante a Segunda Guerra Mundial, por Von Neuman, Ulam e Metropolis. No projeto e construção da bomba atômica o grupo considerou a possibilidade de utilizar o método que envolvia a simulação direta de problemas de natureza probabilística relacionados com o coeficiente de difusão do neutron em certos materiais. Desde então, o Método de Monte Carlo tem sido aplicado em diversas áreas (LACERDA, 2009 e JUNQUEIRA e PAMPLONA, 2002).

O conceito básico do Método de Monte Carlo data do século XVIII quando o cientista francês Buffon apresentou o famoso método para cálculo do π . Este é o mais antigo relato e o mais interessante exemplo de aplicação do Método de Monte Carlo.

Os primeiros estudos envolvendo a simulação de Monte Carlo e avaliação de investimentos de capital foram feitos por David B. Hertz e publicados na revista Harvard Business Review em 1964 (JUNQUEIRA e PAMPLONA, 2002).

Entretanto, pelas dificuldades de realizar simulações de variáveis aleatórias à mão, a adoção da SMC como técnica numérica universal tornou-se realmente difundida com a chegada dos computadores (DONATELLI e KONRATH, 2005).

O método de Monte Carlo pode solucionar não só problemas estocásticos mas também determinísticos. Aplicações das técnicas de Monte Carlo podem ser encontradas em vários campos, tais como: cálculos complexos matemáticos, simulação dos processos estocásticos, estatísticas médicas, análise de sistemas de engenharia e avaliação de confiabilidade.

A simulação de Monte Carlo tem sido reconhecida também como ferramenta de grande utilidade para tomadores de decisão tratarem de situações sujeitas a risco em seus projetos de investimento. Atualmente, com o avanço dos computadores pessoais e desenvolvimento de softwares tais como planilhas eletrônicas sofisticadas e programas de computador específicos, esta técnica tem se tornado acessível a todos os tomadores de decisão (SIMÕES e MOURA, 2006).

4.5.2 Funcionamento do Método Monte Carlo

A simulação do método de Monte Carlo (SMC) consiste em se sortear um número razoável de números aleatórios, que terão distribuição normal com média zero e variância unitária, de sorte a estabelecer uma faixa de variação para o estado final da variável aleatória em questão (VARANDA, 2005).

A base para a simulação de Monte Carlo é a geração de números aleatórios. É a partir deste mecanismo que são produzidas as distribuições das variáveis de

interesse, tomando como base as premissas e as distribuições associadas às variáveis de entrada, bem como a relação entre elas.

Um número aleatório é definido como sendo um número uniformemente distribuído entre 0 e 1. No entanto, computadores não possuem capacidade de gerar números realmente aleatórios, visto que fazem uso de um algoritmo para gerar uma sequência de números. Em face disso os números gerados são normalmente chamados de pseudo-aleatórios.

Desse modo, é necessário escolher um algoritmo que forneça uma série de números que pareçam ser aleatórios e que devem parecer uniformemente distribuídos entre 0 e 1 e não possuir correlação entre eles e propiciar a geração da sequência gerada.

Portanto, deve-se antes de executar a simulação, verificar se o gerador de números aleatórios a ser usado satisfaz as condições acima, seja através de testes ou de referências que dão suporte à sua utilização.

O método de Monte Carlo seleciona valores aleatoriamente, de forma independente, de acordo com a distribuição de probabilidade definida, ou seja, o número aleatório utilizado em uma rodada não influencia os próximos números a serem utilizados.

O método de Monte Carlo pode ser resumido como uma forma de transformar um conjunto de números aleatórios em outro conjunto de números aleatórios com a mesma distribuição da variável considerada.

Quando o principal objetivo é a geração de uma diversidade de cenários independentes, este método é o mais adequado. Adicionalmente o padrão de aleatoriedade propiciado por esse método pode ser conveniente para os casos em que as distribuições das variáveis de entrada são definidas sem a utilização de dados históricos.

O procedimento da SMC segue os seguintes passos:

1. geração de números pseudo-aleatórios distribuídos de acordo com uma distribuição normal padrão;
2. definição do número de vezes em que a variável aleatória a ser modelada é formada;
3. definição do tamanho da SMC, que é função da precisão requerida, pois quanto maior o número de sorteios, mais preciso será o resultado, e o tempo computacional necessário para executar o processo;
4. após o término da simulação, têm-se a distribuição das variáveis aleatórias no período da análise (VARANDA, 2005).

E para sua aplicação deve-se seguir o seguinte algoritmo:

1. desenvolver conceitualmente o modelo do sistema ou problema a ser estudado;
2. construir o modelo de simulação que inclui o desenvolvimento de fórmulas e equações apropriadas, a coleta dos dados necessários, a determinação das distribuições de probabilidades associadas às variáveis de entrada e a construção ou definição de uma forma de se registrar os dados;
3. verificar e validar o modelo através do processo de conferência se o modelo está livre de erros de lógica, ou seja se o modelo faz o que deve fazer. A validação tem o objetivo de avaliar se o modelo construído é uma representação válida do problema em questão;
4. determinar questões que devem ser respondidas pelo modelo com o intuito de auxiliar no êxito do objetivo;
5. realizar diversas simulações e analisar os resultados.

4.6 Considerações Finais do Capítulo

A Metodologia dos Processos Estocásticos tem grande aplicabilidade na resolução de problemas com dados incertos, e neste capítulo apresenta-se a ferramenta utilizada, neste trabalho, na predição dos eventos aleatórios, o método de Monte Carlo.

O método de Monte Carlo tem sido utilizado como forma de obter aproximações numéricas de funções complexas. Este método envolve a geração de observações de alguma distribuição de probabilidades e o uso da amostragem obtida para aproximar a função de interesse. As aplicações mais comuns são em computação numérica para avaliação de integrais. Por fim, a análise estatística dos dados de eventos de falha no fornecimento de energia elétrica juntamente com a aplicação do Método de Monte Carlo possibilitará a obtenção da matriz de eventos e de duração dos eventos para o cenário analisado.

5 METODOLOGIA APLICADA

Este capítulo tem por finalidade apresentar o desenvolvimento da metodologia aplicada neste trabalho para solucionar o problema da busca do melhor ponto de alocação das chaves automatizadas em um sistema de distribuição de energia elétrica.

À seguir, descreve-se o alimentador utilizado a formulação e o fluxograma da metodologia proposta neste trabalho.

5.1 Formulação da Função Objetivo

Este tópico trata da formulação matemática do problema de otimização da alocação de chaves automatizadas na rede de distribuição de energia elétrica. Este problema pretende minimizar os custos de investimentos, os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC e as perdas financeiras decorrentes da falta de energia para o consumidor.

Foi considerado como horizonte de tempo para a projeção da ocorrência dos eventos de interrupção do fornecimento de energia elétrica, 30 (trinta) anos e para o cálculo da energia não distribuída o padrão a carga média do horário das 15 horas.

Para melhor entendimento, foram relacionadas abaixo, as definições relativas à matemática financeira, utilizadas neste trabalho.

5.1.1 Definições de Indicadores de Viabilidade Econômica

Taxa Mínima de Atratividade (TMA): valor mínimo que a rentabilidade de um dado empreendimento deve alcançar para que este projeto seja viável do ponto de visto do empreendedor. Projetos que apresentem indicadores de viabilidade positivos, mas que não forneçam esta taxa mínima de retorno não são considerados aplicações interessantes.

Valor Presente Líquido (VPL): valor que o balanço de um projeto teria se todos seus custos e benefícios fossem trazidos para o momento inicial, ou seja, se fosse calculado o valor presente de cada uma das parcelas que compõem o fluxo de caixa deste projeto ao longo de sua vida útil (Figura 5.1).

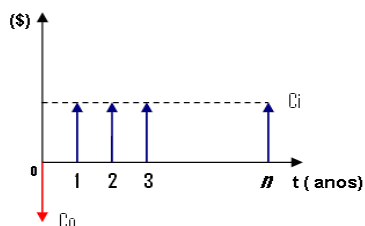


Figura 5.1 – Representação do VPL

Taxa Interna de Retorno (TIR): é a taxa intrínseca de juros que teoricamente tornaria nulo o VPL de um dado investimento. Esse indicador é comparado à taxa mínima de atratividade para determinar a viabilidade do projeto.

Custo Energia Não Distribuída (CEND): Corresponde ao custo da ENS e é calculado através da formula:

$$\text{CEND} = \text{Demanda (15:00h)} \times \text{tempo da interrupção (horas/ano)} \times 2,12$$

onde: 2,12 corresponde ao valor médio, em dólar, do custo da interrupção (kWh/ano).

5.1.2 Cálculo dos indicadores de continuidade DEC e FEC - exemplos

Para maior compreensão, faz-se um adendo, como ilustração, do registro de interrupções para cálculo dos indicadores de continuidade DEC e FEC, através da apresentação dos 2 exemplos abaixo.

Configuração da rede



Figura 5.2 – Representação unifilar da rede de falha na rede de distribuição

- Exemplo 1

No primeiro registro, são informados todos os consumidores afetados e a duração da interrupção, para o cálculo dos indicadores DEC e FEC. Para as eventuais manobras, conseqüentes da mesma interrupção, são registrados os consumidores atingidos e respectivas durações das interrupções, para o cálculo exclusivo do indicador DEC.

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 11:00h no alimentador serão preenchidos conforme tabela abaixo, com os restabelecimentos por trechos:

Trecho Atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores Atingidos	Consumidores do Conjunto	Indicadores computados
A, B e C	11:00	11:05	650	650	DEC e FEC
B e C	11:05	11:15	450	650	DEC
C	11:15	11:55	150	650	DEC

- Exemplo 2

Este é considerado por bloco, ou seja, por partes do alimentador, sendo computados os consumidores atingidos e as respectivas durações, para o cálculo dos indicadores DEC e FEC, individualmente para cada bloco afetado.

Os dados de uma interrupção, por exemplo, ocorrida às 11:00h no alimentador serão preenchidos conforme tabela a seguir, com os restabelecimentos por bloco:

Trecho Atingido	Início(h)	Término(h)	Consumidores Atingidos	Consumidores do Conjunto	Indicadores computados
A	11:00	11:05	200	650	DEC e FEC
B	11:00	11:15	300	650	DEC e FEC
C	11:00	11:55	150	650	DEC e FEC

5.1.3 Formulação matemática da função objetivo

A função objetivo proposta para o problema contempla os custos fixos devido a alocação de chaves de seccionamento automatizadas, através dos indicadores de viabilidade econômica TMA e TIR, dos custos de interrupção devido a atuação dos dispositivos de seccionamento que devem ser efetuadas para isolamento da área sob falta permanente (ENS) e da redução do valor dos indicadores de continuidade DEC e FEC.

A função objetivo formulada para este trabalho é:

$$F_{OBJETIVO} = \sum_{i=1}^{30} \frac{DEC_i^*}{DEC_i} + \sum_{i=1}^{30} \frac{FEC_i^*}{FEC_i} + \frac{TMA}{TIR}$$

$$\text{s.a. } DEC^* \leq DEC$$

$$FEC^* \leq FEC$$

$$TMA \leq TIR$$

onde: DEC* = DEC otimizado com a alocação das chaves;

DEC = DEC original;

FEC* = FEC otimizado com a alocação das chaves;

FEC = FEC original;

TMA = Taxa Mínima de Atratividade;

TIR = Taxa interna de Retorno.

O DEC* e o FEC* são os índices calculados após a alocação das chaves no seu ponto mais favorável. Já o DEC e FEC original são os índices calculados para o horizonte de 30 anos considerando-se as falhas geradas aleatoriamente em 60

posições, à partir dos dados das interrupções, através da Simulação do Método de Monte Carlo.

Verifica-se que são utilizados cenários para 30 anos de eventos nos locais que possuem medições, portanto os termos somatórios da função objetivo resultam em valores máximos de 30, caso não haja nenhum benefício com a alocação da chave. Outro ponto importante é que se o resultado da análise econômica não possibilitar o cálculo da TIR ($VPL < 0$) então adotou-se o valor 100 para o último termo da função objetivo, pois esse valor torna o valor da função objetivo possível e maior que o valor obtido quando é possível se calcular a TIR.

Para o TMA o valor adotado foi de 8,75% a.a, correspondente ao valor da taxa de juros SELIC (Agosto/2009).

Para a TIR utilizou-se um fluxo de caixa similar ao da Figura 5.13, onde Co corresponderá ao investimento (INV) e Ci ao valor do benefício obtido (BEN).

Resumindo –se, matematicamente temos:

- $INV = \sum_{i=1}^n \text{Custo_Chave}_i \rightarrow$ para n chaves,
- $BEN = (CEND - CEND^*)$

onde: CEND = Cálculo do custo da energia não distribuída no horizonte de 30 anos (dados iniciais);

CEND* = Cálculo do custo de energia não distribuída após a alocação das chaves;

Custo_Chave = US\$ 10.000,00.

5.2 Fluxograma da Metodologia de Alocação de Chaves

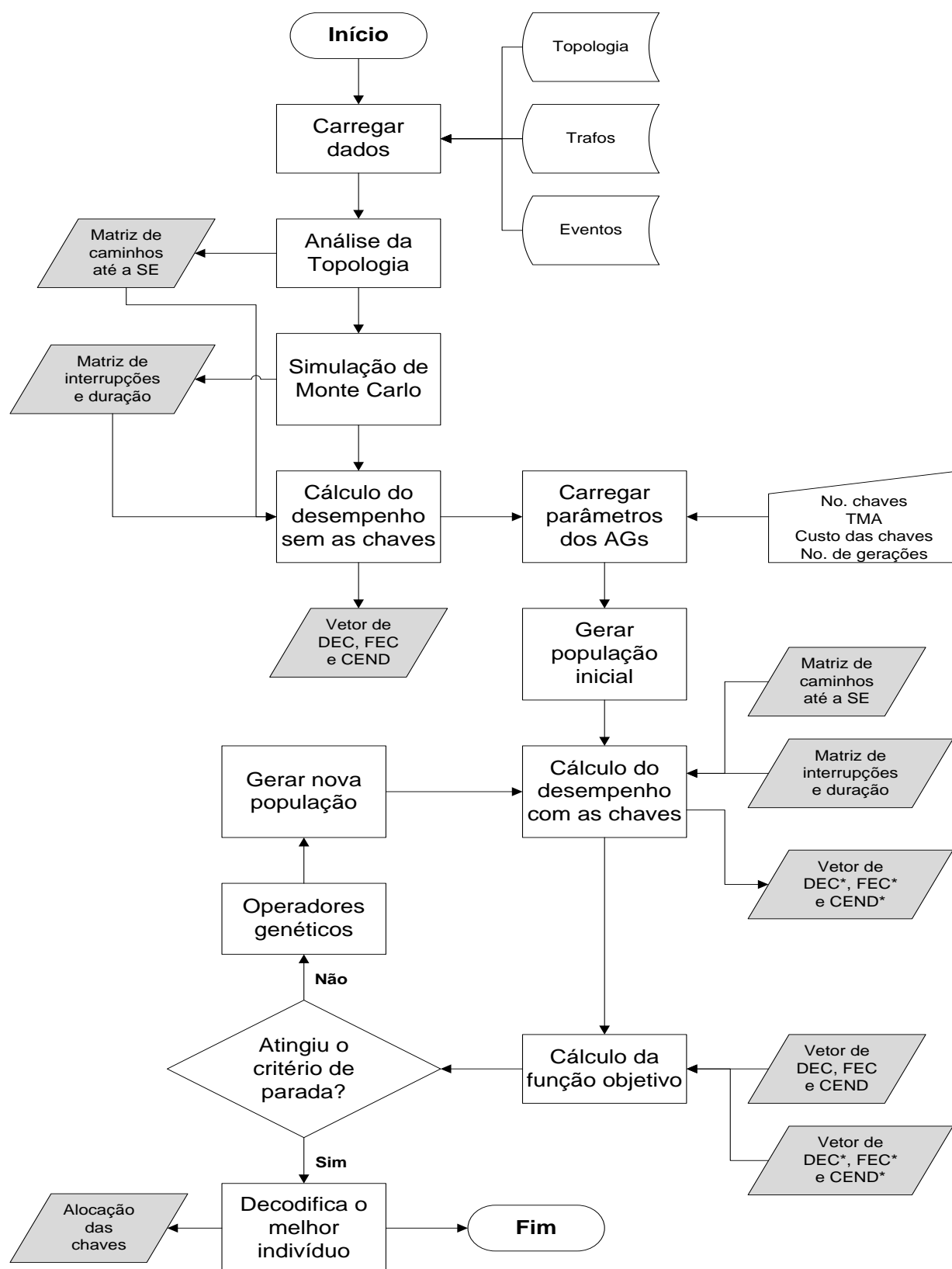


Figura 5.3 – Fluxograma da metodologia aplicada

O algoritmo explica, passo a passo, o fluxograma (Figura 5.3) que representa a metodologia aplicada neste trabalho:

- Passo 1: Carregar os dados referentes a:

topologia – configuração do alimentador, considerando a posição de todos os equipamentos instalados;

trafos – relação dos transformadores instalados no alimentador com suas respectivas demandas e número de consumidores conectados;

eventos – relação, por ponto de medição, da quantidade de eventos e duração das interrupções ocorridas no período de 2005 a 2008.

- Passo 2: Análise da topologia:

De posse das informações fornecidas referentes à topologia, o programa analisa a conectividade da mesma, percorrendo toda a extensão do alimentador desde a extremidade de cada ramal até a fonte. Cada caminho levantado é armazenado em uma matriz na memória chamada de “Matriz de Caminhos da SE”.

- Passo 3: Simulação de Monte Carlo

Neste passo, buscam-se as informações dos eventos, e através da utilização da simulação de Monte Carlo, são geradas matrizes de quantidade de eventos e duração das interrupções, para um horizonte de 30 anos, que são armazenadas na memória.

- Passo 4: Cálculo do desempenho sem as chaves

Buscam-se os dados em memória, das matrizes de caminhos da SE e da de interrupções e duração, para cálculo dos índices de DEC, FEC e CEND. Estes índices são designados originais, pois para seus cálculos não são consideradas as chaves alocadas no sistema de distribuição de energia elétrica em estudo, e o vetor resultante é armazenado em memória.

- Passo 5: Carregar parâmetros dos AG

Neste passo, são inseridos manualmente as informações do número de chaves que se deseja instalar, a TMA, o custo unitário das chaves em US\$ e o número de gerações a serem simuladas no AG.

- Passo 6: Gerar população inicial

Aplicando-se a técnica dos algoritmos genéticos, gera-se a população inicial, a qual define as posições das chaves.

- Passo 7: Cálculo de desempenho com as chaves

Com a consideração das posições de alocação das chaves da população gerada, os dados em memória das matrizes de interrupções e duração e de caminhos até a SE, calculam-se os índices DEC*, FEC* e CEND* e armazena-se, o vetor resultante, em memória. Neste cálculo considera-se que se a chave está alocada em um trecho que possui evento de interrupção será possível reduzir em 70% o tempo de duração da falha de fornecimento para os consumidores que estão a jusante da chave e que os consumidores que estão a montante da chave não são afetados pelo evento.

A redução de 70% do tempo de duração levou em conta a proporção média de eventos não controláveis versus eventos controláveis que ocorrem no alimentador conforme será apresentado no próximo capítulo.

- Passo 8: Cálculo da função objetivo

Com os dados em memória dos vetores de DEC, FEC e CEND e de DEC*, FEC* e CEND* calcula-se a função objetivo. Se o resultado satisfizer o critério de parada, ou seja, o melhor resultado esperado, decodifica-se o melhor indivíduo e armazenam-se em memória as posições das alocações das chaves, e encerra-se o programa.

Caso o resultado não venha a satisfazer o critério de parada, terão que ser aplicados os operadores genéticos dos AG, e gerada nova população, que definirão novas alocações das chaves que implicarão em novos valores dos índices DEC*, FEC* e CEND* para que se calcule a função objetivo, tantas vezes quantas forem necessárias. Dessa forma, busca-se o melhor valor esperado até que o critério de parada seja satisfeito, para então se decodificar o melhor indivíduo e armazenar em memória as posições das alocações das chaves, encerrando-se o programa.

5.3 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo teve como principal objetivo descrever a formulação da função objetivo dos AG e apresentar o fluxograma da implementação computacional da metodologia de alocação das chaves.

No próximo capítulo serão apresentados os testes e resultados da aplicação da metodologia desenvolvida.

6 TESTES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta os dados do alimentador em estudo, descrevendo suas características físicas e operacionais, bem como é feita uma análise estatística dos eventos de falha de fornecimento de energia necessária para aplicação da simulação de Monte Carlo.

Em seguida são apresentados e analisados os resultados de testes de alocação de chaves no circuito aplicando-se a metodologia desenvolvida.

6.1 Cenário do objeto em estudo

Para o estudo proposto foi necessário a escolha de um alimentador do sistema de distribuição de energia elétrica da cidade de Curitiba com uma performance não favorável nos seus indicadores de continuidade.

6.1.1 Descrição do alimentador escolhido

O alimentador escolhido está inserido totalmente dentro da cidade de Curitiba, cruzando os bairros do Uberaba, Vila Hauer e Boqueirão. Ele possui a peculiaridade de atravessar uma favela, o que significa que alguns dos problemas de descontinuidade de fornecimento advêm de atos de vandalismo e de sobrecarga do sistema devido a ligações clandestinas e problemas de atraso na restauração do fornecimento devido a impossibilidade de acesso por parte da equipe técnica decorrente da violência na região.

Para sanar os problemas dos atos de vandalismo já estão sendo trocados os cabos deste alimentador para cabos isolados, na referida região. Para o caso da sobrecarga, o governo estadual juntamente com a concessionária tem implantado programas de cunho social para regularizar as ligações clandestinas, porém o

problema da agilidade do atendimento ainda está pendente, pois depende de fatores externos, tais como a melhoria da segurança pública.

Este alimentador atende a 5.165 consumidores, sendo em sua maioria residenciais, com demanda de 6.806 kW de potência máxima ativa. Este total de consumidores e seus respectivos consumos estão assim distribuídos (Figuras 6.1 e 6.2):

- Residencial: 5.165 consumidores – 1.058.190 kWh;
- Comercial: 684 consumidores – 953.906 kWh;
- Industrial: 285 consumidores – 685.816 kWh;
- Consumo de Iluminação Pública: 138.054 kWh.

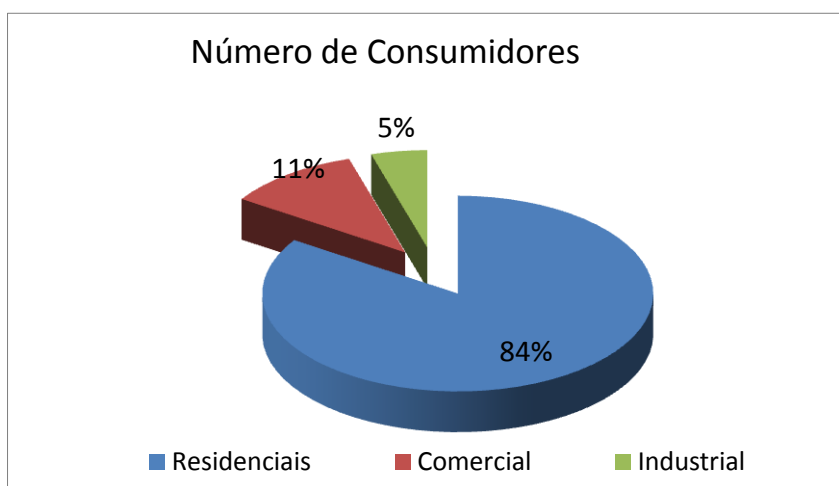


Figura 6.1- Distribuição percentual do número de consumidores do alimentador em estudo

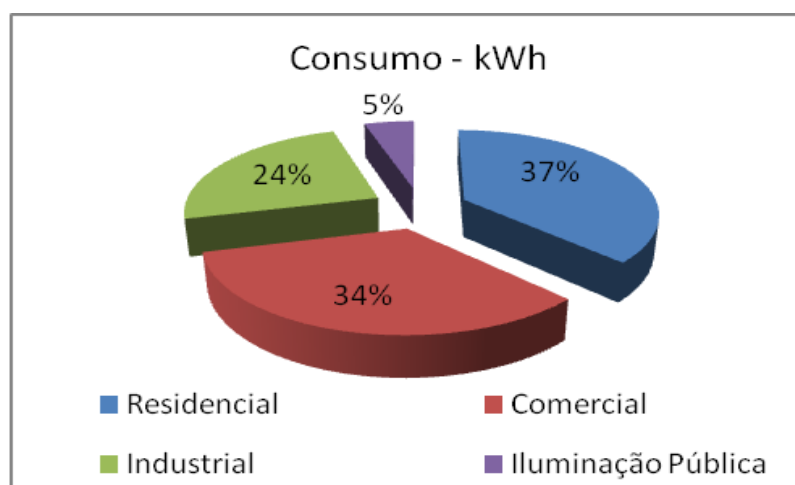


Figura 6.2 – Distribuição percentual do consumo (kWh) do alimentador em estudo

Outro fato importante a ser mencionado é que este alimentador conecta 229 transformadores (postos) para atendimento ao consumidor que, por quantidade de consumidores e total de sua potência nominal instalada encontram-se assim distribuídos:

- 188 postos urbanos ligados à 7049 consumidores (totalizando 14.165 kVA instalados);
- 34 postos particulares ligados à 88 consumidores (totalizando 8.925 kVA instalados);
- 7 postos exclusivos ligados à 57 consumidores (totalizando 465 kVA instalados).

No tocante à qualidade de fornecimento, relacionam-se abaixo, os principais índices de continuidade, referentes ao ano de 2008, e os respectivos percentuais de contribuição nos índices do conjunto ao qual pertence:

- DEC = 5,96 horas contribuição de 4,10% no DEC do conjunto;
- FEC = 6,26 eventos contribuição de 4,50% no FEC do conjunto.

Os índices DIC, FIC e DMIC são estipulados por unidade consumidora, não se tendo ainda metas por alimentador. As metas da ANEEL para o DEC e FEC, ainda são por conjuntos elétricos e para 2009 são de 6 para o DEC e 6 para o FEC, sendo que o realizado do conjunto em 2008 foi de 8,16 para o DEC e 7,84 para o FEC.

6.2 Análise Estatística dos Eventos do Alimentador

Para análise estatística dos eventos do alimentador em questão, em primeira instância, analisou-se a quantidade e a respectiva duração, por chave, das interrupções, ocorridas no período de 2005 a 2008, conforme dados relacionados no anexo A, que afetaram o desempenho dos indicadores de continuidade DEC e FEC. Durante o desenvolvimento deste trabalho, surgiu também a necessidade do levantamento das causas que originam estas interrupções.

- Análise 1 – Alimentador completo

Na análise 1 foram consideradas todas as interrupções de todas as chaves alocadas no alimentador, indistintamente, e suas respectivas durações. De posse dos dados citados, calcularam-se os coeficientes de correlação no ano e entre os anos do período considerado (tabelas 6.1 a 6.3 e Figura 6.4).

O conhecimento dos valores destes coeficientes pode conduzir a um método para estimar novos dados a partir dos já conhecidos, e quanto maior o valor da relação melhor a sua relação.

Tabela 6.1 – Correlação entre a interrupção/duração por chave nos anos de 2005 a 2008

2005	2006	2007	2008
0,7533	0,5983	0,6940	0,7533

Tabela 6.2 – Correlação entre as interrupções/chaves entre os anos de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,0000	0,2122	0,0417	- 0,1142
2006	0,2122	1,0000	0,3325	0,2760
2007	0,0417	0,3325	1,0000	0,1219
2008	- 0,1142	0,2760	0,1219	1,0000

Tabela 6.3 – Correlação da duração das interrupções/chaves entre os anos de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,0000	0,0126	0,0407	- 0,1232
2006	0,0126	1,0000	0,0529	0,0171
2007	0,0407	0,0529	1,0000	0,0311
2008	- 0,1232	0,0171	0,0311	1,0000

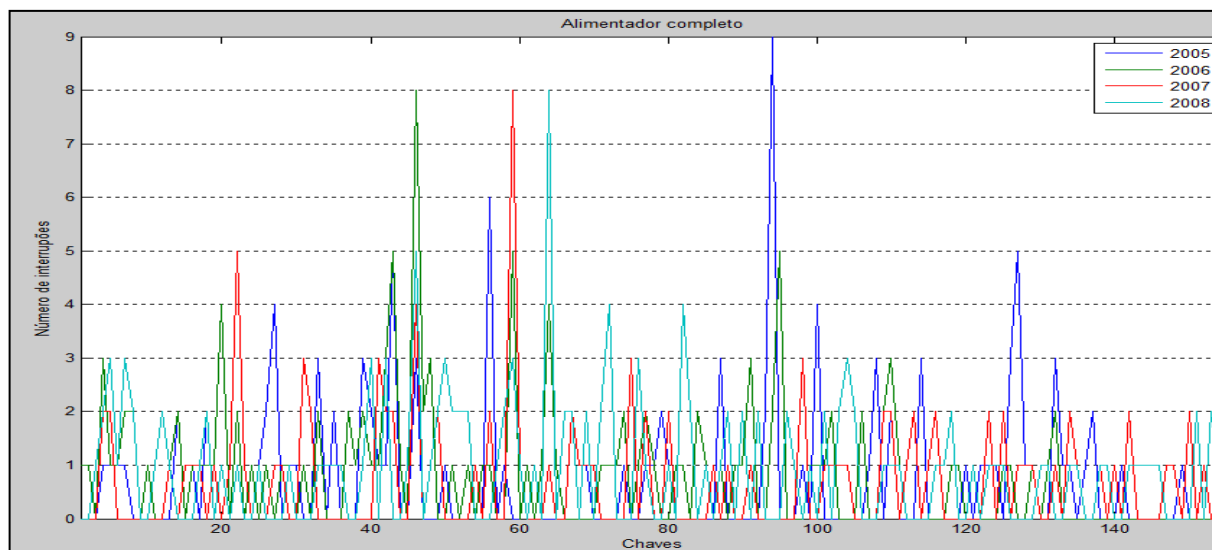


Figura 6.4 – Gráfico de interrupções/chaves de 2005 a 2008

Através destes dados verifica-se que:

- a correlação entre a frequência e a duração dos eventos nas chaves no ano apresentam uma correlação satisfatória com resultados superiores a 0,59 nos anos dos dados em observação;
 - já entre os anos do período, a correlação entre a frequência e a duração dos eventos nas chaves, não é satisfatória pois apresentam resultados inferiores a 0,33 e 0,05 respectivamente;
 - o gráfico da Figura 6.1, mostra visualmente, o que a correlação já indica, que o comportamento da frequência das interrupções nas chaves, entre os anos em análise, não segue um padrão definido, mas sim totalmente aleatório.
- Análise 2 – Alimentador dividido por trechos

Como a correlação dos dados entre os anos, na análise 1, é considerada baixa, partiu-se na análise 2, para o seccionamento do traçado do alimentador em 4 trechos distintos. Cada trecho foi formado por um conjunto de chaves que recebeu a denominação de Ramal. Foram formados 4 trechos: Ramal T, R e S, que fisicamente, tem seu ponto de partida no tronco principal do alimentador e o Ramal Z teve seu ponto de origem no Ramal S.

Calcularam-se, novamente, os coeficientes de correlação, conforme tabelas 6.4 a 6.12 e figuras 6.2 a 6.5 abaixo:

Tabela 6.4 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal T de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,0000	0,5281	- 0,0590	0,1669
2006	0,5281	1,0000	0,4674	0,6009
2007	- 0,0590	0,4674	1,0000	0,5416
2008	0,1669	0,6009	0,5416	1,0000

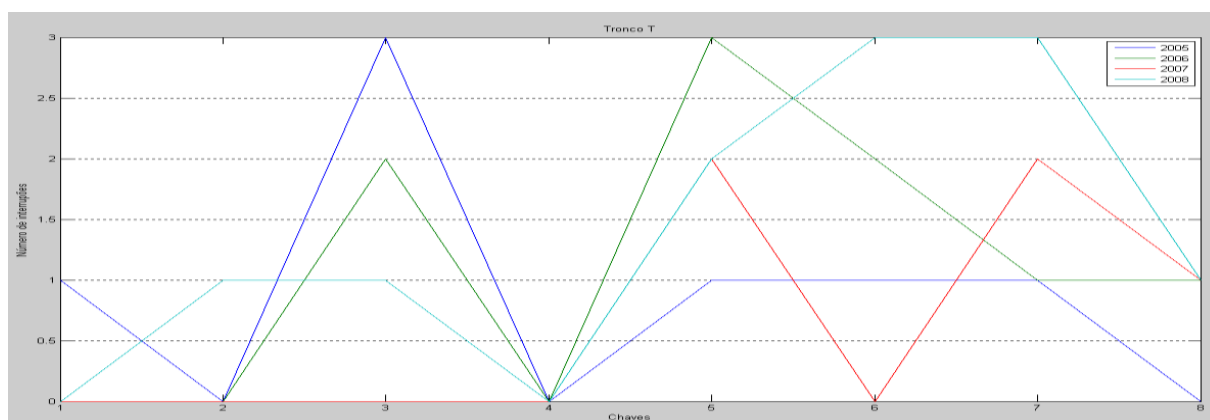


Figura 6.5 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal T de 2005 a 2008

Tabela 6.5 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal R de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,0000	0,1890		0,7559
2006	0,1890	1,0000		0,5000
2007				
2008	- 0,7559	0,5000		1,0000

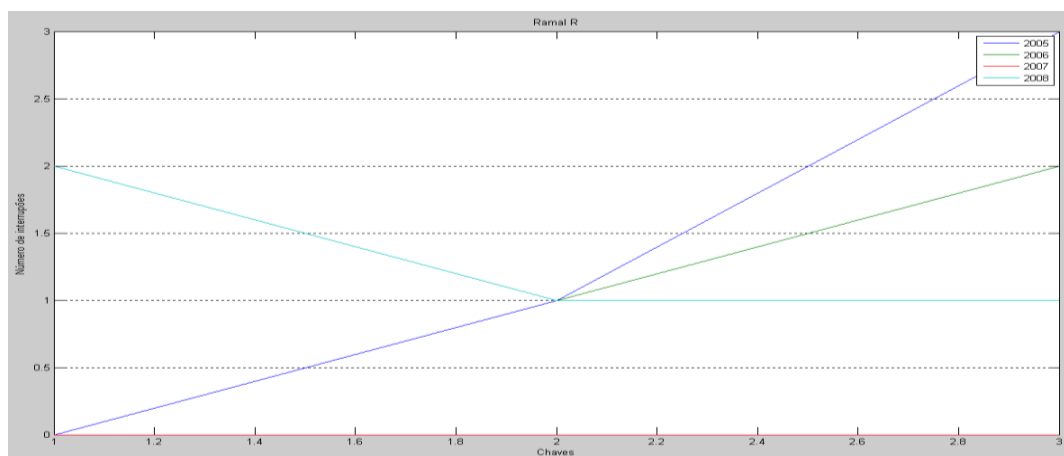


Figura 6.6 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal R de 2005 a 2008

Tabela 6.6 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal S de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,0000	0,5000	- 0,7559	0,9449
2006	0,5000	1,0000	0,1890	0,1890
2007	- 0,7559	0,1890		- 0,9286
2008	0,9449	0,1890	- 0,9286	1,0000

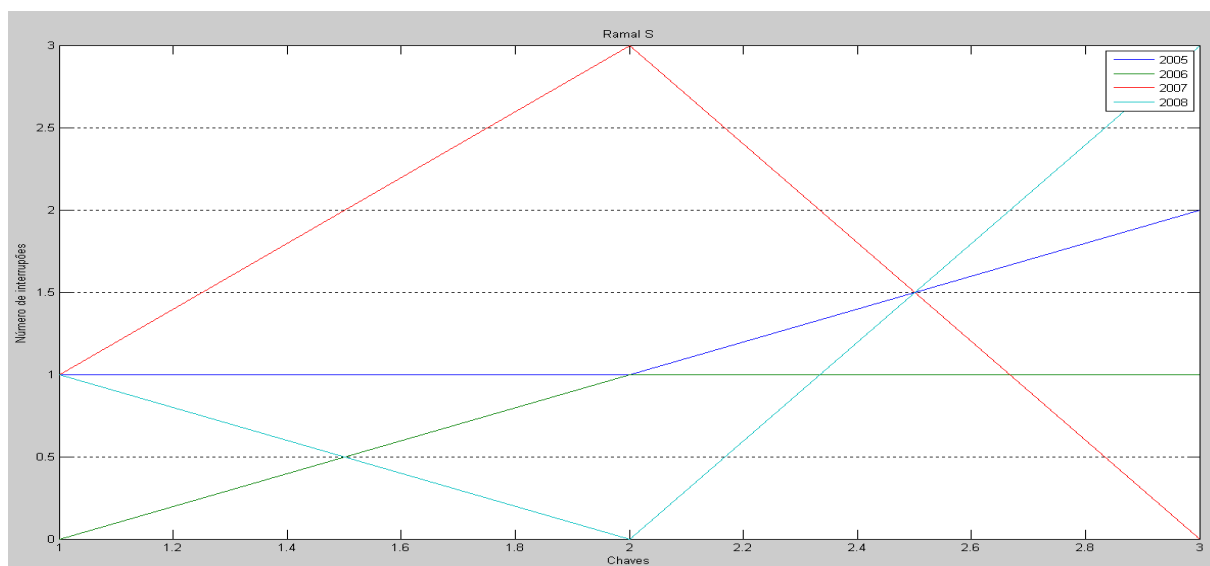


Figura 6.7 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal S de 2005 a 2008

Tabela 6.7 – Correlação entre as interrupções/chaves do Ramal Z de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,000	0,8386	0,2774	- 0,6934
2006	0,8386	1,0000	0,7559	- 0,1890
2007	0,2774	0,7559	1,000	0,5000
2008	- 0,6934	- 0,1890	0,5000	1,0000

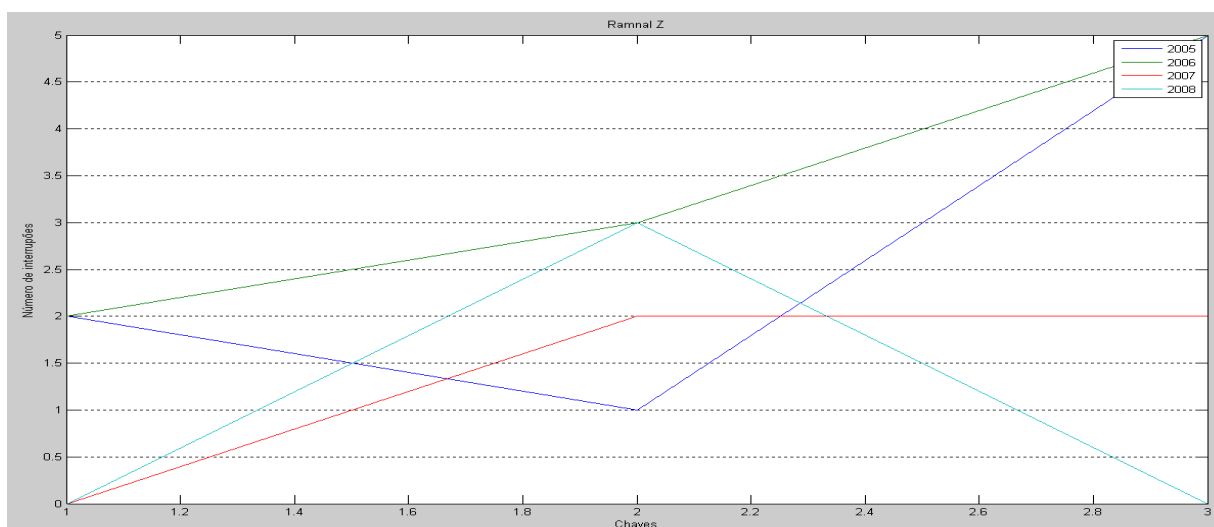


Figura 6.8 – Gráfico de interrupções/chaves do Ramal Z de 2005 a 2008

Tabela 6.8 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal T de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,000	- 0,0693	- 0,2851	- 0,3052
2006	- 0,0693	1,0000	0,2864	0,1847
2007	- 0,2851	0,2864	1,000	- 0,1095
2008	- 0,3052	0,1847	- 0,1095	1,0000

Tabela 6.9 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal R de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,000	0,8475		0,9948
2006	0,8475	1,000		0,8972
2007				
2008	0,9948	0,8972		1,000

Tabela 6.10 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal S de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,000	0,4561	- 0,8126	0,7796
2006	0,4561	1,000	0,1481	- 0,2018
2007	- 0,8126	0,1481	1,000	- 0,9985
2008	0,7796	- 0,2018	- 0,9985	1,000

Tabela 6.11 – Correlação da duração das interrupções/chaves do Ramal Z de 2005 a 2008

	2005	2006	2007	2008
2005	1,000	0,0220	- 0,6044	- 0,9803
2006	0,0220	1,000	0,7832	- 0,2190
2007	- 0,6044	0,7832	1,000	0,4352
2008	- 0,9803	- 0,2190	0,4352	1,000

Tabela 6.12 – Correlação entre a interrupção/duração por chave nos trechos considerados de 2005 a 2008

	Ramal T	Ramal R	Ramal S	Ramal Z
2005	0,8978	0,9606	1,000	0,5375
2006	0,7226	0,8579	0,9987	0,9995
2007	0,6939		0,9956	0,9973
2008	- 0,0682	- 0,4560	0,9423	1,000

Analisando os dados obtidos verificamos que:

1. Não houve alterações significativas em relação aos resultados apresentados na análise 2.

- Análise 3 – Análise das correlações das interrupções por causa

Para a análise 3 consideraram-se as causas das interrupções/chave ocorridas no período em análise, percentuais.

As causas das interrupções ocorridas no período foram classificadas em 2 grupos distintos, o primeiro agregou as causas com ocorrências de origem totalmente aleatórias, que foi denominado não controlável, e o segundo, controlável, que nos gráficos que se seguem são representados pelos eventos destacados em azul e verde, respectivamente (figuras 6.6 a 6.9).

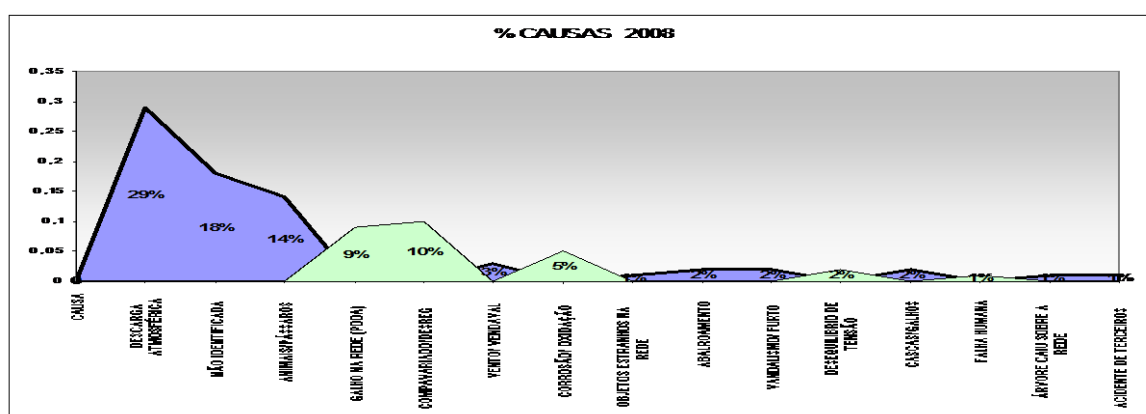


Figura 6.9 – Gráfico do percentual de causas dos eventos ocorridos no ano de 2008 (controlável e não controlável)

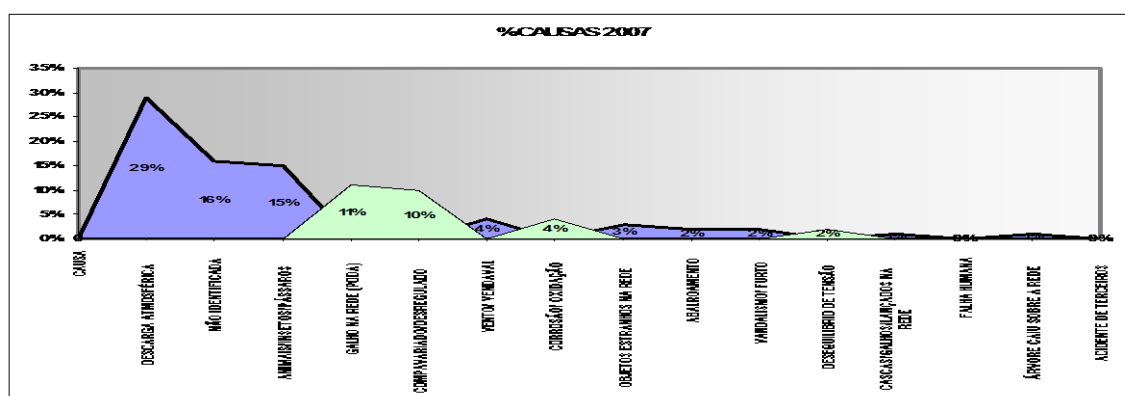


Figura 6.10 – Gráfico do percentual de causas dos eventos ocorridos no ano de 2007 (controlável e não controlável)

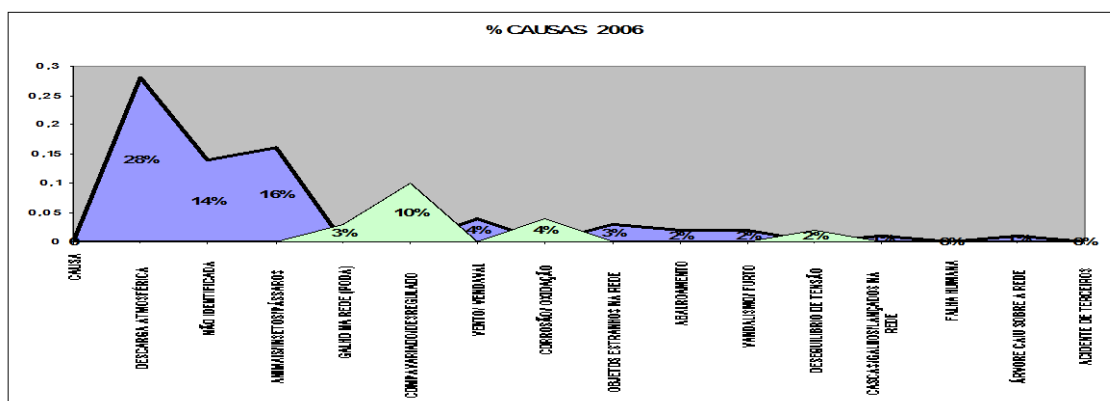


Figura 6.11 – Gráfico do percentual de causas dos eventos ocorridos no ano de 2006 (controlável e não controlável)

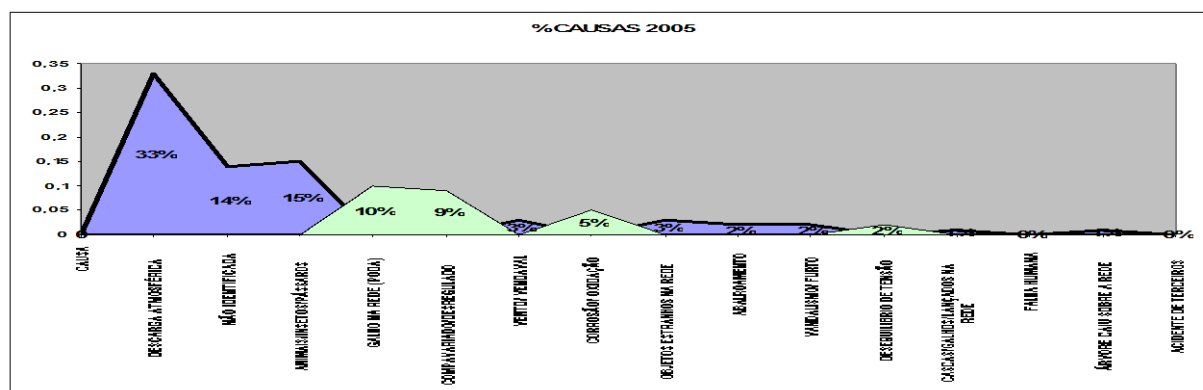


Figura 6.12 – Gráficos das causas das interrupções de 2005 a 2008

Considerações da análise 3:

1. Considerando-se os dados das causas das interrupções não se obteve correlação satisfatória entre os eventos.

Concluiu-se pelas 3 análises que as variáveis tem comportamento totalmente aleatório e a distribuição de probabilidades uniforme, o que significa que todas as causas das interrupções são aleatórias e tem a mesma probabilidade de ocorrerem.

6.3 Testes de Alocação de Chaves

Quando da análise das causas das interrupções por chave verificou-se um padrão médio de 30% e 70% na ocorrência dos eventos chamados controláveis e não controláveis, respectivamente.

Com uma melhor alocação das chaves automatizadas no sistema de distribuição de energia elétrica, busca-se a minimização da duração da interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, porém como a proporção dos eventos não controláveis, no período estudado, é de 70%, considerou-se que o maior ganho ocorrerá na redução do tempo de atendimento, então para as simulações consideraram-se, num primeiro teste, 1000 gerações, com uma redução de 70% na duração dos eventos, que apresentaram os resultados apresentados na tabela 6.13.

A representação unifilar do alimentador em questão é apresentada na Figura 6.13.



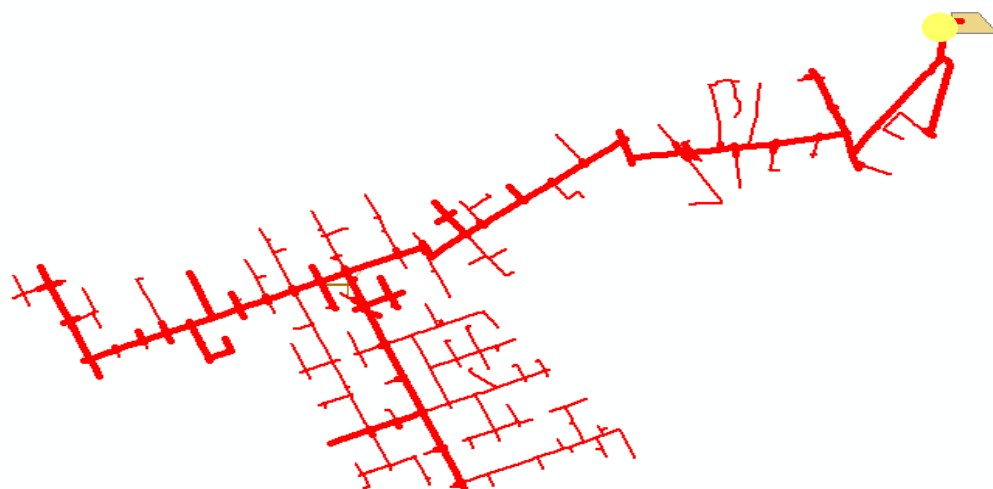
Figura 6.13 – Representação unifilar do alimentador em estudo

Tabela 6.13 – Alocação de chaves para 1000 gerações.

Chaves	Tempo (s)	Posição	$\Sigma DEC^*/DEC$	$\Sigma FEC^*/FEC$	TIR	Faval
1	1354,93	106166679	9	30	14,59	39,6
2	1115,54	6166688	10,34	30	7,01	41,59
		2335502				
3	1786,59	6166679	8,9	29,72	2,82	41,72
		6166680				
		1962477				
4	1762,38	1236511	9	30	1,05	47,34
		106166679				
		895364781				
		6166680				
5	1349,37	1236639	8,94	29,75	--	138,69
		29573253				
		106166679				
		1236397				
		1191058				
6	2031,74	20690928	8,88	29,61	--	138,5
		2951025				
		106166679				
		1236198				
		1962477				
		3261395				
7	2557,08	29573253	8,93	29,76	--	138,69
		1236474				
		6166679				
		1236124				
		65691619				
		2954530				
		1236383				

A locação física das chaves no alimentador em estudo apresenta-se da seguinte maneira:

b) para 01 posição:



Em uma segunda simulação, aumentou-se o número de gerações para 5000, e obtiveram-se os resultados apresentados na tabela 6.14.

Tabela 6.14 – Alocação de chaves para 5000 gerações

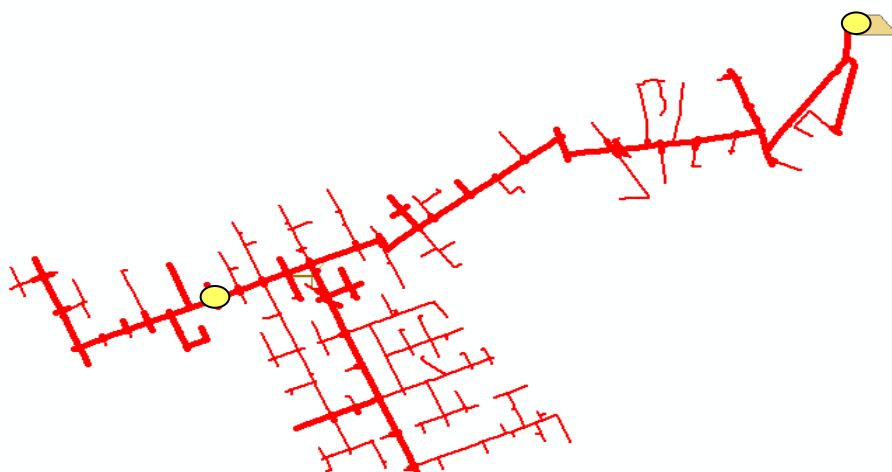
Chaves	Tempo (s)	Posição	$\Sigma DEC^*/DEC$	$\Sigma FEC^*/FEC$	TIR	Faval
1	5446,25	6166679	9	30	16,6	39,53
2	5543,40	106166679	9	30	6,2	40,41
		70558608				
3	6763,30	106166679	8,89	29,65	3,18	41,28
		6166705				
		2331930				
		2332052				
4	5648,48	898766873	9	30	1,39	45,3
		29571108				
		106166679				
		1236544				
5	5268,28	1236124	9	30	--	139
		49761795				
		65183074				
		6166679				
		63084475				
6	5053,93	1236131	9	30	--	139
		1191116				
		1236565				
		106166679				
		70874210				
7	11056,60	65182936	8,48	28,36	--	136,83
		1779164				
		106166679				
		1962477				
		2954530				
		2575472				
		1191091				

Considerando-se a geração = 5000, a locação física das chaves no alimentador em estudo, apresenta-se da seguinte maneira:

a) para 01 posição:



b) para 02 posições:



c) para 03 posições:



d) para 04 posições:



Análise dos resultados obtidos nas duas simulações:

1. O acréscimo do número de gerações de 1000 para 5000 não altera o resultado da alocação. Ao se analisar as posições na topologia, verifica-se que as alocações são muito próximas, ocorrendo sempre nas mesmas regiões, apesar da indicação de barras diferentes;
2. Isso pode ser comprovado também pelos resultados da função objetivo, os quais são quase iguais, com diferenças médias de -2% a +0,2%, de melhora de desempenho e piora do desempenho, comparando-se as simulações de 1000 gerações versus as de 5000 gerações;
3. Com o aumento do número de gerações observa-se que o tempo de processamento acresce na maioria dos casos em torno de 280%;
4. Na segunda simulação verifica-se uma melhoria sutil no ganho do DEC do alimentador apenas com a alocação acima de 7 chaves, nos demais casos mantém-se constante. O FEC, por sua vez, manteve-se praticamente inalterado.
5. A função avaliação apresenta resultado muito próximos nos casos de 1 a 4 chaves e nos de 5 a 7. Os resultados mais altos são para 5 a 7 chaves, pois não viabilidade econômica na análise desse investimento;
6. A TIR, que é apenas função do CEND e do investimento, apresenta um resultado decrescente, em ambos os casos, a medida que se aumenta número de chaves, e acima de 4 chaves não é possível de ser calculada, pois o VPL é menor que zero;
7. Por último, a análise da TIR, como critério de viabilidade econômica também indica que somente a alocação de uma única chave é viável, pois a TIR é maior que a TMA.

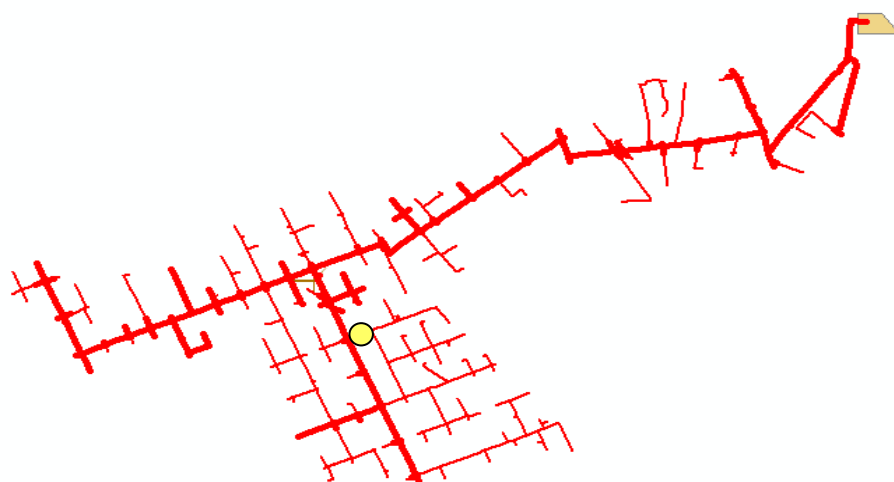
Considerando-se a redução de 0% na duração dos eventos, realizaram-se duas novas simulações, com 1000 e 5000 gerações respectivamente, cujos resultados são apresentados nas tabelas 6.15 e 6.16.

Tabela 6.15 – Alocação de chaves para 1000 gerações

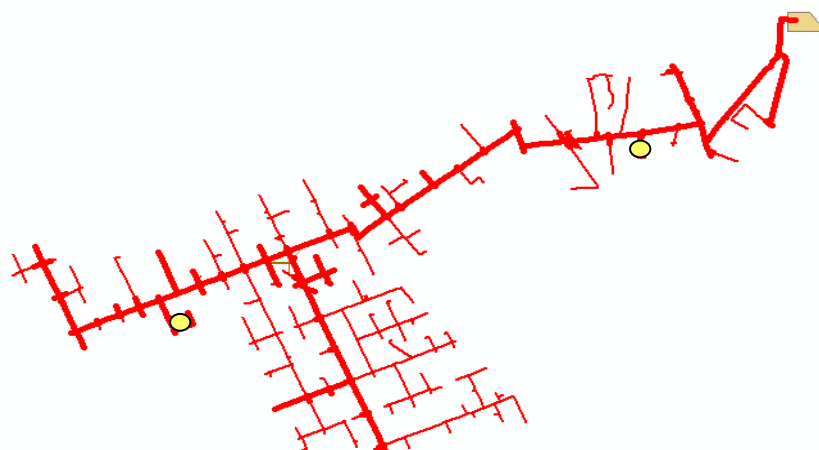
Chaves	Tempo (s)	Posição	$\Sigma DEC^*/DEC$	$\Sigma FEC^*/FEC$	TIR	Faval
1	1472,16	1236375	29,75	29,78	--	159,53
2	1074,16	1236100	30	30	--	160
		1775167				
3	1507,42	753397	29,6	29,67	--	159,27
		2332881				
		42771060				
4	1991,7	1236208	28,52	28,81	--	157,33
		2332881				
		2973570				
		1962477				
5	2096,91	1962480	28,9	29,07	--	157,97
		1191070				
		1191070				
		1236397				
		1236244				
6	1440,72	889905359	28,57	28,62	--	157,2
		897574866				
		2575472				
		753359				
		1191797				
		1191170				
7	1437,65	1191103	28,92	29,07	--	157,99
		21397419				
		2968364				
		1236121				
		1236152				
		1191797				
		1236136				

O resultado da alocação física no alimentador é apresentado abaixo:

a) para 01 posição:



B) para 02 posições:



c) para 03 posições:



d) para 04 posições:



e) para 05 posições:



f) para 06 posições:



g) para 07 posições:

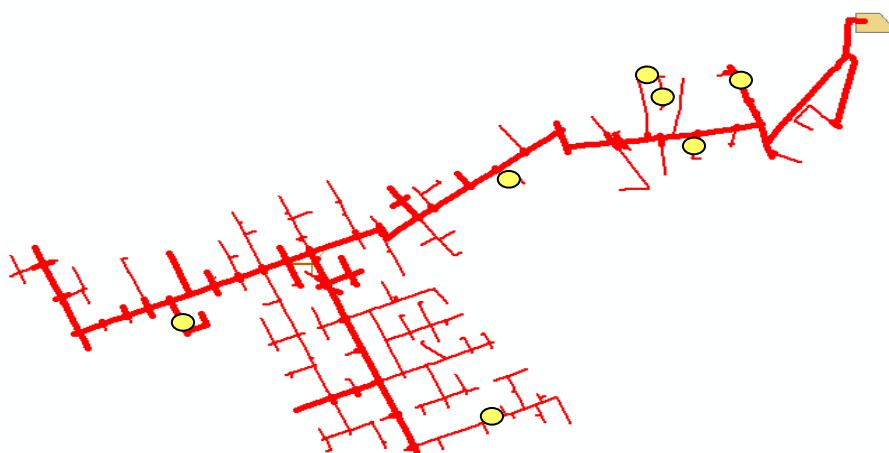


Tabela 6.16 – Alocação de chaves para 5000 gerações.

Chaves	Tempo (s)	Posição	$\Sigma DEC^*/DEC$	$\Sigma FEC^*/FEC$	TIR	Faval
1	5208,15	1236204	29,69	29,68	--	159,37
2	5175,11	889906200	29,8	29,82	--	159,62
		1236204				
3	6588,35	753447	29,36	29,18	--	158,55
		1236194				
		1236408				
4	5111,05	59343199	29,85	29,78	--	159,63
		1779305				
		1236244				
		1236109				
5	7760,8	63080272	29,45	29,46	--	158,91
		6166711				
		1236463				
		1236512				
		1962477				
6	15301,51	753445	28,79	28,39	--	157,18
		2332881				
		2973570				
		2331930				
		1191797				
		1962563				
7	7906,48	1236247	28,8	28,5	--	157,31
		1191044				
		753380				
		1236375				
		1962477				
		1191797				
		42771060				

O resultado da alocação física no alimentador é apresentado abaixo (simulação 3):

a) para 01 posição:



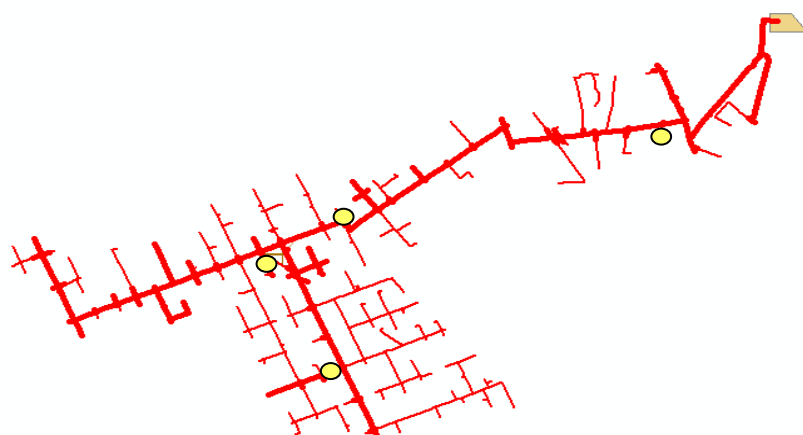
b) para 02 posições:



c) para 03 posições:



d) para 04 posições:



e) para 05 posições:



f) para 06 posições:



g) para 07 posições



O acréscimo de 1000 para 5000 gerações, apresentou

1. o acréscimo do número de gerações de 1000 para 5000 não altera o resultado da alocação, o que se ratifica pela função avaliação, que obteve resultados quase iguais com diferenças médias de $-0,37\%$ e $-0,02\%$, entre o melhor e o pior desempenho;
2. que o aumento médio do tempo de processamento foi de 480%;
3. não há benefício com as alocações das chaves já que o DEC e o FEC estão próximos do resultado máximo na função objetivo;
4. que a TIR, função apenas do investimento e do CEND, não foi possível de ser calculada pois o $VPL < 0$.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nas simulações 1 e 2, dos casos em que se considerou a redução de 70% nas durações dos eventos, as posições resultantes de alocação das chaves foram distribuídas ao longo do alimentador, concentrando-se em sua maioria ao redor do tronco do alimentador, em posições mais próximas da SE.

Nas simulações 3 e 4, dos casos em que não se considerou a redução nas durações dos eventos, as posições resultantes de alocação das chaves foram distribuídas ao longo do alimentador, concentrando-se em sua maioria nos ramais, em locais mais distantes da SE.

6.4 Considerações Finais do Capítulo

Nesse capítulo foram apresentadas as análises estatísticas dos eventos de interrupção do fornecimento de energia elétrica, através das quais optou-se pela utilização da simulação de Monte Carlo para geração do cenário de eventos e duração da interrupção nos locais de medição do alimentador.

Os resultados de alocação de chaves no alimentador contemplando simulações de alocação de uma a sete chaves foram apresentados e analisados para um número de gerações de 1000 ou 5000 nos AG.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

A importância do desenvolvimento de ferramentas computacionais que auxiliem na tomada de decisões quanto a otimização da aplicação dos recursos orçamentários são de fundamental interesse para as empresas. Satisfazer um cliente exigente e esclarecido quanto aos seus direitos como consumidor que a cada dia está mais amparado pela legislação ampara a necessidade das equipes técnicas das Concessionárias na busca de metodologias para otimização do desempenho dos alimentadores de distribuição.

Devido a este cenário é que se propôs a realização deste trabalho. Desenvolver uma ferramenta que permitisse ao planejador a alocação de chaves automatizadas no ponto, onde fosse interrompido o menor número possível de consumidores, possibilitando assim, a redução dos indicadores de continuidade e, por consequência, aumentasse a satisfação do consumidor final, com o menor custo de investimento pela concessionária.

O dinamismo do avanço tecnológico, a sofisticação e aumento da sensibilidade dos equipamentos utilizados, tem feito com que se exija melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica. Para isto, a ANEEL, como órgão regulador, fundamentado na legislação atual, tem aplicado multas às concessionárias que não atingem suas metas. Os indicadores principais são o DEC e o FEC que por similaridade seriam os indicadores conhecidos internacionalmente SAIDI e SAIFI.

A alocação de equipamentos na rede de distribuição elétrica já foi tema de estudos de vários autores, que diversificaram nos métodos escolhidos para tal: Billinton e Jonnavithula (1996) utilizaram o método recozimento simulado; Meziane et al (2005) o algoritmo da colônia de formigas; Carvalho, Ferreira e Cerejo da Silva (2005) e Celli e Pillo (1999) o princípio da Otimalidade de Bellmann; Silva, Pereira e Mantovani (2004) desenvolveram um modelo de Programação Não Linear Binária; e Beasley, Bull e

Martin (1992 e 1993), Whitley (1993) e Rezende(2003) que aplicaram os algoritmos genéticos.

Com a simulação do método de Monte Carlo pode-se projetar, para um horizonte de 20 anos (tempo estimado da vida útil de uma chave) eventos aleatórios de interrupção nas posições das chaves distribuídas ao longo do alimentador. Este método foi escolhido depois de descartar-se o método da regressão logística.

Estes dados aleatórios resultantes foram utilizados na aplicação da técnica dos algoritmos genéticos para determinação do melhor ponto de alocação das chaves considerando a melhoria dos indicadores de continuidade (DEC e FEC), a redução das perdas devido às interrupções (CEND) e os custos fixos (TMA e TIR).

A metodologia desenvolvida auxiliará o planejador a decidir a quantidade mínima necessária, e posição, das chaves automatizadas que se deseja instalar na rede de distribuição de energia elétrica, considerando os valores dos indicadores que se deseja alcançar dentro do orçamento disponível.

As simulações da metodologia estão sendo realizadas em um alimentador de distribuição de energia elétrica da cidade de Curitiba.

7.2 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros vislumbram-se a abordagem estendida para os indicadores individuais e a mensuração de outros benefícios econômicos que possam contribuir para melhoria da análise de viabilidade econômica do investimento em chaves automatizadas.

Outro ponto importante é estender a metodologia para a alocação de outros tipos de chaves, o que se tornará importante para o planejamento de novos sistemas. Bem como, melhorar a análise atual contemplando os efeitos das chaves não automatizadas existentes.

Ainda, pode-se, à partir deste ponto, realizarem-se maiores investigações para a consolidação do método proposto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.(2009). Resoluções Normativas. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigitres.cfm>. Acesso em: 10.05.2009.

BEASLEY, D.; BULL, D.R. and MARTIN, R.R. An Overview of Genetic Algorithms: Part 2, Research Topics. *Technical Report 15(4)*, University of Cardiff, 1993.

BEE, Rafael T. Alocação de Banco de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos. Dissertação de Mestrado. Setor de Tecnologia da UFPR, 2007.

BILLINTON, R.; ALLAN, R.N. Reability Evaluation of Power Systems, 2nd edition, capítulo 7, p. 220-247 ,1996.

BILLINTON, R.; Li, W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, capítulo 2, p. 27, 1994.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, Nº 3, p. 1646- 1651, July 1996.

CARVALHO, P.M.S.; FERREIRA, L.A.F.M.; CEREJO DA SILVA, A.J. A Decomposition Approach to Optimal Remote Controlled Switch Allocation in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, Nº 2, p. 1031-1036, April 2005.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, Nº 3, p. 1167-1172, July 1999.

DE OLIVEIRA GALVÃO, C. e VALENÇA, M.J.S. “Sistemas Inteligentes – Aplicações a Recursos Hídricos e Ciências Ambientais”, vol 1. ABRH – Editora da Universidade – UFRGS, Porto Alegre – RS, 1999.

DONATELLI, G.D, KONRATH A.C “Monte Carlo Simulation for the Evaluation of Measurement Uncertainty”, *Revista Ciência e Tecnologia* , v 13, nº 25/26 – pag 5 – 15, 2005.

GODOI, ADELINO A. Alocação de Bancos de Capacitores em Redes Primárias e Redes Secundárias de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado. Setor de Tecnologia da UFPR, 2009.

GOLDBERG, DAVID E. Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning. EUA: Addison-Wesley, 1989.

HAUPT, R.L. and HAUPT, S.E. "Practical Genetic Algorithms", vol 1, 1998.

HOLLAND, J.H. "Adaptation in Natural and Artificial Systems", vol 1, 1992.

HSU, H.P. "Schaum's Outline of Theory and Problems of Probability, Random Variables, and Random Processes", McGraw Hill, 1996.

JUNQUEIRA, K. C, PAMPLONA, E.O. Utilização da Simulação de Monte Carlo em Estudo de Viabilidade Econômica para a Instalação de um Conjunto de Rebeneficiamento de Café na Cocarive, XXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Curitiba / PR, 2002.

LACERDA, E.G. Simulações de Monte Carlo para Sistemas Clássicos de Moléculas, USP, 2009.

MEZIANE, R.; MASSIM, Y.; ZEBLAH, A.; GHORAF, A.; RAHLI, R. "Reliability Optimization Using Ant Colony Algorithm Under Performance and Cost Constraints". Electric Power Systems Research, vol. 76, p. 1-8, 2005.

PAPOULIS, A. "Probability, Random Variables, and Stochastic Processes", 3rd ed., 1991.

REZENDE, S.O. Sistemas Inteligentes – Fundamentos e Aplicações, vol.1, 2003.

ROCCO, S.M. Previsão de Demandas para Controle dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão para Distribuidoras de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado. Setor de Tecnologia da UFPR, 2008.

SILVA, L.G.W. da; PEREIRA, R.A.F.; MANTOVANI, J.R.S. "Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits Using Nonlinear Programming and Genetic Algorithms". Electric Power Systems Research, vol. 69, p. 77-84, 2004.

SIMÕES, A.R.P.; MOURA, A.D. Análise de Risco do Desempenho Econômico de um Sistema de Recria de Gado de Corte em Regime de Pastejo Rotacionado, Revista de Economia e Agronegócio, vol4, nº 1, pag 75 a 98, 2006.

SPEARS, W.M.; JONG, K.A.D.; BÄCK, T.; FOGEL, D.B. and DE GARIS, H. "An Overview of Evolutionary Computation", vol 667, 1993.

VARANDA, J.M. Determinação do Valor em Risco em Empresas Não Financeiras – Estudo de Caso de Empresa Geradora de Energia, VIII SEMEAD, FEA - USP, 2005

WARREN, C.A. Reliability Distribution, "What is it?". FEE Industry Applications Magazine, page 32-36, July/August 1996.

ANEXO A

A Tabela A.1 apresenta os dados de interrupção e duração por chave monitorado do alimentador em estudo.

Tabela A.1- Frequência e duração das interrupções por chave.

Chave	Interrupção 2005	Duração 2005	Interrupção 2006	Duração 2006	Interrupção 2007	Duração 2007	Interrupção 2008	Duração 2008
1	0,00	0,00	1,00	4,03	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	1,00	4,53	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,33
4	1,00	0,17	3,00	1,08	2,00	0,22	2,00	0,82
5	1,00	0,05	1,00	0,52	2,00	4,28	3,00	0,62
6	1,00	0,2	1,00	0,05	0,00	0,00	1,00	0,08
7	1,00	0,32	2,00	0,68	0,00	0,00	3,00	0,98
8	0,00	0,00	2,00	0,40	0,00	0,00	2,00	0,22
9	0,00	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	1,00	1,75	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,62
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	10,33
13	0,00	0,00	1,00	1,33	1,00	1,82	1,00	3,12
14	2,00	3,4	2,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,33	0,00	0,00
16	1,00	0,63	1,00	0,60	1,00	1,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	1,00	0,40	1,00	0,38	1,00	0,55
18	2,00	3,58	1,00	2,28	0,00	0,00	2,00	1,88
19	0,00	0,00	1,00	0,53	1,00	0,17	0,00	0,00
20	1,00	1,13	4,00	2,53	0,00	0,00	1,00	1,47
21	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,52	0,00	0,00
22	1,00	0,7	2,00	1,78	5,00	3,13	1,00	0,67
23	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,25	0,00	0,00
24	0,00	0,00	1,00	1,33	0,00	0,00	0,00	0,00
25	1,00	0,52	0,00	0,00	1,00	0,52	1,00	2,13
26	2,00	5,8	1,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
27	4,00	6,77	0,00	0,00	1,00	0,20	0,00	0,00
28	0,00	0,00	1,00	0,38	1,00	1,68	0,00	0,00
29	1,00	2,05	1,00	2,83	0,00	0,00	1,00	2,80
30	1,00	1,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
31	0,00	0,00	1,00	4,75	3,00	2,15	0,00	0,00
32	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	4,33	0,00	0,00
33	3,00	5,42	2,00	0,58	0,00	0,00	1,00	0,12
34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	4,05
35	2,00	2,83	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,03
36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,62
37	0,00	0,00	2,00	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00
38	0,00	0,00	1,00	1,97	0,00	0,00	0,00	0,00
39	3,00	3,43	2,00	0,77	0,00	0,00	1,00	2,57

40	2,00	5,07	1,00	0,97	0,00	0,00	3,00	3,37
41	1,00	0,53	1,00	1,03	3,00	1,25	0,00	0,00
42	1,00	0,52	3,00	1,63	2,00	1,58	3,00	2,50
43	5,00	2,8	5,00	3,97	2,00	1,72	0,00	0,00
44	0,00	0,00	1,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00
45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	10,43
46	3,00	1,05	8,00	2,25	4,00	1,98	5,00	2,80

ANEXO B

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 488, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2000.

Estabelece as metas de continuidade da distribuição de energia elétrica a serem observadas pela concessionária Companhia Paranaense de Energia

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos incisos IV, XIV e XVI, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e considerando que:

compete à ANEEL regular a prestação dos serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria dos serviços, zelando pela sua boa qualidade e observando os princípios de proteção e defesa do consumidor;

existe a necessidade de melhoria da qualidade da distribuição de energia elétrica, vinculada ao princípio da continuidade, pelo que foram estabelecidas as metas dos indicadores associados à duração (DEC) e frequência (FEC), conforme os termos da Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000; e

as referidas metas foram ajustadas de comum acordo entre a ANEEL e a concessionária, o que, neste caso, consta do Processo nº 48500.000807/00-11; resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma do Anexo desta Resolução, as metas relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, a serem observadas pela Companhia Paranaense de Energia nos conjuntos de unidades consumidoras da respectiva área de concessão.

Parágrafo único. As metas ora estabelecidas entrarão em vigor a partir de janeiro de 2001, inclusive, e serão reavaliadas a cada ciclo de revisão periódica das tarifas.

Art. 2º Na hipótese de os conjuntos apresentados não terem abrangido integralmente a respectiva área de concessão, a concessionária terá um prazo máximo de 120 (cento e vinte) dias, a contar da publicação desta Resolução, para providenciar os ajustes necessários junto à ANEEL, inclusive, se for o caso, com a possibilidade de criar novos conjuntos.

Art. 3º As metas mensais e trimestrais dos indicadores de continuidade (DEC e FEC), para cada conjunto de unidades consumidoras, são as seguintes:

- I – metas mensais: 30% (trinta por cento) dos valores das metas anuais ora estabelecidas; e
- II – metas trimestrais: 60% (sessenta por cento) dos valores das metas anuais ora estabelecidas.

§ 1º Quando as metas anuais de DEC forem iguais ou inferiores a 8 (oito) horas, fica assegurado o limite de 2,5 (duas e meia) horas para as correspondentes metas mensais.

§ 2º Quando as metas anuais de FEC forem iguais ou inferiores a 6 (seis) interrupções, fica assegurado o limite de 2 (duas) interrupções para as correspondentes metas mensais.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Diretor-Geral

Publicado no D.O de 12.12.2000, seção 1, p. 46, v. 138, n. 238-E.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 12.12.2000.

ANEXO C

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 119, DE 06 DE DEZEMBRO DE 2004.(*)

Estabelece as metas de continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para os conjuntos de unidades consumidoras da área de concessão da Companhia Paranaense de Energia - COPEL.

O DIRETOR-GERAL INTERINO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme Decreto de 1º de dezembro de 2004, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art. 25, §§ 1º e 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos incisos IV, XIV e XVI, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos arts. 1º e 2º assim como nos §§ 1º e 2º do art. 17 da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, o que consta do Processo nº 48500.000807/00-11, e considerando que:

competete à ANEEL regular a prestação dos serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria dos serviços, zelando pela sua boa qualidade e observando os princípios de proteção e defesa do consumidor;

existe a necessidade de se propiciar a melhoria dos serviços de distribuição de energia elétrica, conforme dispõe a Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000;

as metas anuais dos aludidos indicadores devem ser redefinidas no ano correspondente à revisão periódica das tarifas da concessionária, com a aplicação de metodologia de análise comparativa

de desempenho entre as concessionárias, tendo como referência os valores anuais dos atributos físico - elétricos encaminhados à ANEEL, e as referidas metas foram ajustadas entre esta Agência e a concessionária, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma do Anexo desta Resolução, as metas relativas à continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, a serem observadas pela Companhia Paranaense de Energia - COPEL nos conjuntos de unidades consumidoras da respectiva área de concessão.

Parágrafo único. As metas estabelecidas entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2005, e serão reavaliadas a cada ciclo de revisão periódica das tarifas.

Art. 2º As novas metas de DEC e FEC, estabelecidas para o período de 2005 a 2008, deverão ser informadas a todos os consumidores até 31 de março de 2005, na fatura de energia elétrica ou em carta anexa à mesma, indicando o número da Resolução Normativa da ANEEL que as aprovou.

Art. 3º As metas mensais e trimestrais dos indicadores de continuidade (DEC e FEC), para cada conjunto de unidades consumidoras, são as seguintes:

- I - metas mensais: 30% (trinta por cento) dos valores das metas anuais estabelecidas; e,
- II - metas trimestrais: 60% (sessenta por cento) dos valores das metas anuais estabelecidas.

§ 1º Quando as metas anuais de DEC forem iguais ou inferiores a 8 (oito) horas, fica assegurado o limite de 2,5 (duas e meia) horas para as correspondentes metas mensais.

§ 2º Quando as metas anuais de FEC forem iguais ou inferiores a 6 (seis) interrupções, fica assegurado o limite de 2 (duas) interrupções para as correspondentes metas mensais.

Art. 4º À partir de 1º de janeiro de 2006, a concessionária poderá propor à ANEEL revisão extraordinária das respectivas metas de DEC e de FEC, devendo a proposta ser enviada até o mês de agosto de cada ano.

§ 1º A proposta a que se refere o “caput” deverá ser encaminhada oficialmente à ANEEL, com as devidas justificativas técnicas e, caso a mesma seja considerada procedente, será emitida nova Resolução específica.

§ 2º No ano correspondente à revisão tarifária da concessionária não poderão ser propostas revisões extraordinárias para as metas anuais de DEC e de FEC.

§ 3º A concessionária não poderá propor revisão de metas anuais de DEC e de FEC para os conjuntos de unidades consumidoras que apresentaram violação das respectivas metas nos anos anteriores e que foram objeto de Auto de Infração, conforme critérios e procedimentos estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 063, de 12 de maio de 2004.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

EDUARDO HENRIQUE ELLERY FILHO

(*) Republicada na íntegra, por razão de incorreções no ANEXO da publicação do D.O. de 16.12.2004, seção 1, p. 110, v. 141, n. 241.

Republicado no D.O de 21.01.2005, seção 1, p. 30, v. 142, n. 15.

Este texto não substitui o republicado no D.O de 21.01.2005.

ANEXO D

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 140, DE 10 DE JANEIRO DE 2005.

Estabelece os padrões dos indicadores de continuidade individuais a serem observados pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL nas unidades consumidoras pertencentes à respectiva área de concessão.

O DIRETOR-GERAL, INTERINO, DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme Decreto de 1º de dezembro de 2004, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nos §§ 1º e 2º, art. 25, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 18 da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, e considerando que:

compete à ANEEL regular a prestação dos serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor, estimulando a melhoria dos serviços, zelando pela sua boa qualidade e observando os princípios de proteção e defesa do consumidor;

existe a necessidade de se propiciar a melhoria da qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, vinculada ao princípio da continuidade, pelo que foram estabelecidos os padrões dos indicadores individuais DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, DMIC – Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora e FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, conforme os termos da Resolução nº 024, de 2000; e

os aludidos padrões foram propostos pela concessionária conforme curvas de distribuição de frequência acumulada referentes aos valores apurados em 2003, os quais foram aprovados pela ANEEL, de acordo com o Processo nº 48500.000807/00-11, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma do Anexo desta Resolução, os padrões dos indicadores individuais de continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observados pela Companhia Paranaense de Energia - COPEL nas unidades consumidoras pertencentes à respectiva área de concessão, com vigência a partir de janeiro de 2005.

Parágrafo único. O padrão mensal a ser observado para o indicador DMIC deverá ser de 50% do valor do padrão mensal atribuído ao indicador DIC, conforme o Anexo desta Resolução e disposições estabelecidas na Resolução nº 024, de 2000.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

EDUARDO HENRIQUE ELLERY FILHO

Publicado no D.O de 14.01.2005, seção 1, p. 55, v. 142, n. 10.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 14.01.2005.

ANEXO À RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 140, DE 10 DE JANEIRO DE 2005

Companhia Paranaense de Energia – COPEL

Padrões de Continuidade para Indicadores Individuais

Tabela 1

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com faixa de tensão nominal: 69kV < tensão nominal < 230 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 20	18	9	6	18	9	6
> 20 – 40	20	10	7	20	10	7
> 40	22	11	8	22	11	8

Tabela 2

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com faixa de tensão nominal: 1kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	34	17	12	18	9	6
> 10 – 20	45	23	15	35	18	12
> 20 – 30	45	23	15	35	18	12
> 30 – 45	45	23	15	35	18	12
> 45	45	23	15	35	18	12

Tabela 3

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não – urbanas com faixa de tensão nominal: 1kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		

ou FEC)	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	90	45	30	30	15	10
> 10 – 20	90	45	30	65	33	22
> 20 – 30	90	45	30	72	36	24
> 30 – 45	90	45	30	72	36	24
> 45	90	45	30	72	36	24

Tabela 4

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com tensão nominal ≤ 1 kV situadas em áreas urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	40	20	14	25	13	9
> 10 – 20	59	30	20	40	20	14
> 20 – 30	72	36	24	58	29	20
> 30 – 45	72	36	24	58	29	20
> 45	72	36	24	58	29	20

Tabela 5

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com tensão nominal ≤ 1 kV situadas em áreas não urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	108	54	36	40	20	14
> 10 – 20	108	54	36	75	38	25
> 20 – 30	108	54	36	87	44	29
> 30 – 45	108	54	36	87	44	29
> 45	108	54	36	87	44	29

ANEXO E

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA N.º 177, DE 28 DE NOVEMBRO DE 2005.

Altera dispositivos da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, que estabelece as disposições relativas à continuidade dos serviços públicos de energia elétrica nos seus aspectos de duração e frequência, com prazo para republicação integral.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.000190/00-42, e considerando que:

as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, em face de suas características e abrangência, configuram-se em regulamento de especial importância para o setor elétrico brasileiro, devendo o mesmo ser dinâmico, flexível e ter suas regras continuamente aperfeiçoadas;

as alterações de dispositivos da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, ora estabelecidas, visam aprimorar o relacionamento entre as concessionárias de serviço público de energia elétrica e os consumidores, bem como ampliar o escopo de sua aplicação; e

em função da Audiência Pública nº 001, realizada em 17 de março de 2005, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor elétrico, bem como da sociedade em geral, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar os arts. 1º ao 5º, 7º, 8º, 10º, 12º a 17º, 21º, 22º, 26º, 28º e 29º da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade dos serviços públicos de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a

serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição e de transmissão de energia elétrica nas unidades consumidoras e nos pontos de conexão.”

“Art. 2º A continuidade dos serviços públicos de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores coletivos que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, bem como indicadores individuais associados a cada unidade consumidora e ponto de conexão.”

“Art.3º.....

I - Concessionária ou Permissionária

Agente titular de concessão ou permissão federal, para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica, referenciado, doravante, nesta Resolução, apenas pelo termo concessionária.

II - Conjunto de Unidades Consumidoras

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL

III – Consumidor

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que assuma a responsabilidade pelo pagamento das faturas de energia elétrica e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, vinculando-se assim ao contrato de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

IV . Demais Instalações de Transmissão

Instalações de energia elétrica de propriedade de concessionária de transmissão, não integrante da Rede Básica, disponibilizadas diretamente aos acessantes interessados contra o pagamento dos encargos correspondentes.

V - Dia Crítico

Dia em que a quantidade de ocorrências, associadas à Interrupção em situação de emergência, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média

acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao mês em curso.

VI - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

VII - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC)

Intervalo de tempo em que, no período de observação, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

VIII - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC)

Tempo máximo de interrupção contínua da energia elétrica em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

IX - Encargo de Uso do Sistema de Distribuição

Valor, em moeda corrente nacional, devido mensalmente pelo uso das instalações de distribuição e calculado proporcionalmente à tarifa de uso e ao montante de uso do sistema de distribuição.

X - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

Valor, em moeda corrente nacional, resultante da multiplicação da tarifa de uso associada aos ativos de fronteira da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão compartilhadas, pelo montante de uso do sistema de transmissão, acrescido dos encargos dos ativos de conexão quando existirem, devido mensalmente pelo uso destes ativos.

XI - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

XII - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

XIII - Indicador de Continuidade

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

XIV - Indicador de Continuidade Global

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, agregada por empresa, estado, região ou país.

XV – Interrupção

Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora ou ponto de conexão.

XVI - Interrupção de Longa Duração

Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.

XVII - Interrupção Programada

Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária de distribuição ou de transmissão.

XVIII - Interrupção de Urgência

Interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária de distribuição, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

XIX - Interrupção em Situação de Emergência

Interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela concessionária de distribuição, desde que não se caracterize como de sua responsabilidade técnica, por falta de manutenção ou de investimentos em seu sistema.

XX - Metas de Continuidade

Valores máximos estabelecidos para os indicadores de continuidade, a serem observados com periodicidade mensal, trimestral e anual, vinculados ao ciclo da respectiva revisão periódica das tarifas, conforme resolução específica.

XXI - Padrão de Continuidade

Valor máximo estabelecido para um indicador de continuidade e utilizado para a análise comparativa com os valores apurados dos indicadores de continuidade.

XXII - Ponto de Conexão

Equipamento ou conjunto de equipamentos que se destinam a estabelecer a conexão elétrica na fronteira entre os sistemas de dois ou mais Agentes.

XXIII - Restabelecimento da Continuidade da Energia Elétrica

Retorno do neutro e da tensão disponível em todas as fases, com tempo de permanência mínima igual a 1 minuto, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora ou ponto de conexão.

XXIV - Serviço Essencial

Serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido em unidade consumidora a seguir exemplificada:

- a) unidade operacional do serviço público de tratamento de água e esgotos;
- b) unidade operacional de processamento de gás liquefeito de petróleo e de combustíveis;
- c) unidades hospitalares, institutos médico - legais, centros de hemodiálise e de armazenamento de sangue, centros de produção, armazenamento e distribuição de vacinas e soros antídotos;
- d) unidade operacional de transporte coletivo;
- e) unidade operacional de serviço público de tratamento de lixo;

- f) unidade operacional de serviço público de comunicações;
- g) centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo e urbano;
- h) instalações que atendam a sistema rodoferroviário e metroviário;
- i) unidade operacional de distribuição de gás canalizado;
- j) unidade operacional de segurança institucional (ex.: exército, marinha e aeronáutica) ;
- l) unidade operacional de segurança pública (ex.: polícia militar, polícia civil, corpo de bombeiro, etc.) ;
- m) unidade de guarda, uso e controle de substâncias radioativas, equipamentos e materiais nucleares;
- n) câmaras de compensação bancária e unidades do Banco Central do Brasil;
- o) instalações de aduana.

XXV - Unidade Consumidora

Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

XXVI. Valor Líquido da Fatura

Valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.”

“Art.4º.....

§ 4º À partir de 1º de janeiro de 2004 esses dados deverão estar disponíveis em meio magnético ou arquivos digitais e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora.

§ 5º Até 31 de dezembro de 2007, a concessionária de distribuição deverá certificar o processo de coleta dos dados e de apuração dos indicadores individuais e coletivos estabelecidos nesta Resolução, com base nas normas da Organização Internacional para Normalização (International Organization for Standardization) ISO 9000.”

”Art. 5º A concessionária de distribuição deverá apurar os indicadores de continuidade considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.”

“Art. 7.º.....

I -

II -

III - interrupção em situação de emergência; e

IV - suspensão por inadimplemento do consumidor.

§ 1º Não serão consideradas as interrupções provenientes da transmissora como casos fortuitos ou de força maior.

§ 2º A interrupção em situação de emergência deverá ser descrita em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação pormenorizada das obrigações afetadas, incluindo uma estimativa da duração da impossibilidade de cumpri-las.

§ 3º Os registros devem ser mantidos por 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL e dos consumidores.”

“Art.8º

I - o conjunto definido deverá permitir a identificação geográfica das unidades consumidoras, de forma que, para estabelecer o padrão dos indicadores de continuidade, devem ser considerados os seguintes atributos físico - elétricos:

- a) a área, em quilômetros quadrados (km²);
- b) a extensão da rede primária, em quilômetros (km);
- c) a média mensal da energia consumida, em kilowatt-hora (kWh), nos últimos 12 (doze) meses;
- d) o total de unidades consumidoras atendidas;
- e) a potência instalada, em kilovolt-ampere (kVA); e
- f) se pertencem ao sistema isolado ou interligado.

II - quando um conjunto for subdividido ou reagrupado deverão ser definidos padrões de continuidade, considerando-se os novos atributos e histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação; e

III - não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.”

.....”

“Art. 10º.

§ 1º Em caso de racionamento de energia elétrica, instituído pelo poder concedente, a concessionária de distribuição deverá apurar e enviar à ANEEL os indicadores de continuidade de duas formas distintas: uma considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e a outra desconsiderando o referido efeito.

§ 2º À partir de 2007, a concessionária de distribuição deverá enviar à ANEEL os valores apurados dos indicadores DEC e FEC segregando os valores decorrentes de eventos ocorridos na sua rede elétrica e os oriundos de fatos externos ao seu sistema de distribuição.”

“Art. 12º.....

I - DIC utilizando a seguinte fórmula:

.....

II - FIC utilizando a seguinte fórmula:

.....

III - DMIC utilizando a seguinte fórmula:

.....

.

Onde:

DIC = Duração de Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado, expressa em número de interrupções;

DMIC = Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora ou ponto de conexão considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão, no período de apuração, variando de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração; e

$t(i)_{\max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção(i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas.

.....,

“Art. 13º Na apuração dos indicadores DIC e FIC, não deverão ser consideradas as interrupções a que se referem os incisos do art. 7º, as oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga e aquelas vinculadas a racionamento instituído pelo Poder Concedente.

.....”

“Art.14º

§ 4º As unidades consumidoras que prestam serviço essencial poderão solicitar, à concessionária de distribuição, o cadastramento das mesmas, de forma a serem contempladas pelo disposto no .”caput” deste artigo.”

“Art.15º A concessionária de distribuição deverá informar, na fatura de seus consumidores, de forma clara e auto-explicativa, conforme os níveis de tensão abaixo, os seguintes dados:

I -

.....

II -

.....

a)

.....

b)

.....

c)

.....

d) sobre o direito do consumidor solicitar à concessionária a apuração dos indicadores DIC e FIC a qualquer tempo; e

e) quando se tratar de unidade cadastrada para fins do disposto no § 1º do art. 14, também fazer constar na fatura a seguinte mensagem: “UNIDADE CONSUMIDORA CADASTRADA PARA AVISO PREFERENCIAL.”

§ 1º À partir de março de 2006, a concessionária também deverá informar, na fatura de energia elétrica de todas as unidades consumidoras, sobre o direito do consumidor receber uma compensação quando ocorrer violação dos padrões de continuidade individuais, relativos à unidade consumidora de sua responsabilidade.

.....
”

“Art. 16º A concessionária de distribuição deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento emergencial, acessíveis aos consumidores, para que os mesmos apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoriamento automático da rede.

§ 1º Para que o atendimento emergencial seja considerado adequado, a concessionária deverá dispor de, no mínimo, serviço de atendimento telefônico gratuito, disponível todos os dias durante 24 (vinte e quatro) horas, acessível de qualquer localidade de sua área de concessão.

.....
”

“Art. 17º. Os valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão estabelecidos em resolução específica, sendo redefinidos no ano correspondente à revisão periódica das tarifas.

§ 1º A concessionária de distribuição poderá propor apenas uma revisão extraordinária das metas anuais de DEC e FEC no período entre revisões tarifárias periódicas, obedecendo aos seguintes procedimentos:

- I - enviar o pedido de revisão até o mês de agosto do ano anterior ao exercício em que as novas metas entrarão em vigor; e
- II - encaminhar as devidas justificativas técnicas, em anexo ao respectivo pedido de revisão, de forma que, sendo consideradas procedentes, poderá ser emitida resolução específica estabelecendo as novas metas.

§ 2º Não será aceita proposta de revisão extraordinária para os conjuntos de unidades consumidoras que apresentaram violação das respectivas metas nos anos anteriores e que foram objeto de Auto de Infração.

§ 3º No estabelecimento e/ou redefinição de metas de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da concessionária de distribuição, tendo como referência os valores anuais dos atributos físico - elétricos e dados históricos de DEC e FEC encaminhados a ANEEL.

§ 4º Os valores estabelecidos para o período até a próxima revisão tarifária serão publicados por meio de resolução específica e entrarão em vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente à publicação, devendo propiciar melhoria da meta anual global de DEC e FEC da concessionária de distribuição.

§ 5º À partir de janeiro de 2004, os padrões de DIC e FIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas Tabelas 1 a 5, de acordo com as metas anuais de DEC e FEC definidas em resolução específica.

§ 6º Os padrões de DIC serão obtidos das Tabelas 1 a 5, identificando-se a faixa em que se enquadra o valor da meta anual de DEC, definida em resolução específica, e os padrões de FIC, identificando-se a faixa em que se enquadra o valor da meta anual de FEC.

§ 7º À partir de janeiro de 2005, o padrão mensal do indicador DMIC deverá corresponder a 50% (cinquenta por cento) do padrão mensal do indicador DIC, estabelecido nas tabelas 1 a 5 desta Resolução ou em resolução específica, adequando-se o resultado obtido, caso seja fracionário, ao primeiro inteiro superior.”

Tabela 1

Tabela 1 Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com faixa de Tensão Nominal:					
	69kV < Tensão < 230 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 20	12	6	4	12	6	4
>20 - 40	16	8	6	16	8	6
>45	22	11	8	22	11	8

Tabela 2

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com faixa de Tensão Nominal:					
	1kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	25	13	8	18	9	6
>10 - 10	30	15	10	20	10	7
>20 - 30	35	18	12	25	13	8
>30 - 40	40	20	13	30	15	10
>45	45	23	15	35	18	12

Tabela 3

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não – urbanas com faixa de Tensão Nominal:					
	1kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	50	25	11	30	15	10
>10 - 10	55	28	19	35	18	12
>20 - 30	65	33	22	40	20	14
>30 - 40	72	36	24	50	25	17
>45	90	45	30	72	36	24

Tabela 4

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras em áreas urbanas com faixa de Tensão Nominal ≤ 1 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	40	20	13	25	13	8
>10 - 20	50	25	17	30	15	10
>20 - 30	55	28	19	35	18	12
>30 - 40	65	32	22	40	20	13
>45	72	36	24	58	29	20

Tabela 5

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras em áreas não urbanas com faixa de Tensão Nominal ≤ 1 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim	Mensal	Anual	Trim	Mensal
0 - 10	80	40	27	40	20	13
>10 - 20	85	43	29	50	25	17
>20 - 30	90	45	30	60	30	20
>30 - 40	100	48	33	75	38	25
>45	108	54	36	87	44	29

”Art. 21^a.....

I -

Onde:

DICv = Duração de Interrupção por Unidade Consumidora ou ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DICp = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Duração de Interrupção por Unidade Consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

DMICv = Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DMICp = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas;

FICv = Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora ou ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expresso em número de interrupções;

FICp = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora ou ponto de conexão, expresso em número de interrupções;

CM = Média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica dos consumidores ou acessantes da distribuidora ou dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão, no que se aplicar, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador.

.....

kei = Coeficiente de majoração, com faixa de variação de 10 a 50, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica das tarifas.

II - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade de Conjunto:

Fato gerador: descumprir as disposições regulamentares ou contratuais relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica (DEC e/ ou FEC), ocorridas até dezembro de 2008.

Penalidade: Pagamento de multa conforme procedimentos estabelecidos na Resolução Normativa no 63, de 12 de maio de 2004, ou de suas eventuais atualizações.”

”Art. 22º.

I - interrupções associadas à situação de emergência ou de calamidade pública decretada por órgão competente serão desconsideradas para efeito de compensação, quando da violação dos padrões de indicadores individuais, desde que comprovadas por meio documental, à área de fiscalização da ANEEL;

II - no caso de consumidor em inadimplemento, os valores de compensação por violação de padrões dos indicadores de continuidade individuais poderão ser utilizados para abater débitos vencidos, desde que em comum acordo entre as partes;

III -

IV - o valor da compensação, associada à violação do padrão do indicador de continuidade individual, será limitado aos seguintes valores:

- a) 10 (dez) vezes o valor do .CM., no caso de violação de padrão mensal;
- b) 30 (trinta) vezes o valor do .CM., no caso de violação de padrão trimestral; e
- c) 120 (cento e vinte) vezes o valor do .CM., no caso de violação de padrão anual;

V - para efeito de aplicação de multas será realizada, no mínimo, uma avaliação anual pela ANEEL no ano civil subsequente, no caso de violação das metas estabelecidas para os conjuntos de unidades consumidoras de cada concessionária de distribuição;

VI - do montante das multas, resultante da violação dos padrões dos indicadores de conjunto (DEC e/ou FEC), referentes ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), deverão ser descontados os valores de compensação relativos à violação de DIC e/ou FIC dos consumidores pertencentes ao respectivo conjunto, desde que esses valores já tenham sido devidamente creditados aos consumidores e comprovados pela concessionária de distribuição;

VII - quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade individual, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor de compensação; e

VIII - no caso de compensação ao consumidor deverão ser observados os critérios à seguir:

a) quando as metas trimestrais ou anuais de DIC e/ou FIC tiverem sido violadas: o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores mensais apurados não violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual;

b) quando as metas trimestrais ou anuais de DIC e/ou FIC tiverem sido violadas e os valores mensais apurados não violados forem nulos: a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais já creditados ao consumidor; e

c) quando todas as metas mensais de DIC e/ou FIC tiverem sido violadas no período de apuração trimestral ou anual: a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais já creditados ao consumidor.”

Art. 26º. As concessionárias de distribuição que não possuírem padrões de DIC e FIC vinculados às metas de DEC e FEC deverão observar os padrões anuais dos indicadores DIC e FIC estabelecidos na Tabela 6, e os padrões mensais para o indicador DMIC deverão obedecer aos valores da Tabela 7, à seguir:

Tabela 6

Descrição do Sistema de Atendimento	DIC (horas)	FIC (interrupções)
Unidades consumidoras em área não urbana com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$	108	87
Unidades consumidoras em área urbana com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$	72	58
Unidades consumidoras em área urbana com $1\text{kV} < \text{tensão nominal} < 69\text{kV}$	58	51
Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não – urbanas com faixa de tensão nominal: $1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{ kV}$	90	72
Unidades Consumidoras com faixa de Tensão Nominal: $69\text{kV} < \text{Tensão} < 230\text{ kV}$	22	22

Tabela 7

Descrição do Sistema de Atendimento	DMIC (horas)
Unidades consumidoras em área não urbana com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$	16
Unidades consumidoras em área urbana com tensão nominal $\leq 1\text{kV}$	11
Unidades consumidoras em área urbana com $1\text{kV} < \text{tensão nominal} < 69\text{kV}$	09
Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não – urbanas com faixa de tensão nominal: $1\text{kV} < \text{Tensão} < 69\text{ kV}$	14
Unidades Consumidoras com faixa de Tensão Nominal: $69\text{kV} < \text{Tensão} < 230\text{ kV}$	04

.....

“Art. 28º Os padrões de continuidade dos indicadores individuais de duração e frequência, nos pontos de conexão das unidades consumidoras com a Rede Básica, serão utilizados como valores referenciais para a definição de acesso, expansão da Rede Básica e avaliação da gestão da operação e manutenção da concessionária de transmissão.

Parágrafo único. A conceituação, os valores, a metodologia de apuração e a gestão desses padrões de continuidade individuais obedecerão ao disposto nos Procedimentos de Rede.”

“Art. 29º. A concessionária de distribuição, quando acessada por outra concessionária de distribuição, deverá ajustar, de comum acordo, os padrões de continuidade para os

indicadores DIC, FIC e DMIC por ponto de conexão, devendo os valores acertados e as penalidades associadas fazerem parte do Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição, conforme estabelecido na Resolução nº-281, de 1º de outubro de 1999, ou em suas eventuais atualizações.

Parágrafo único. As penalidades associadas às violações dos padrões dos indicadores DIC, FIC e DMIC, por ponto de conexão, deverão obedecer aos critérios estabelecidos nesta Resolução.”

Art. 2º. Fica acrescentado o art. 29º-A à Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, com a seguinte redação:

“Art. 29º - A. A concessionária de transmissão detentora de Demais Instalações de Transmissão, quando acessada por uma concessionária de distribuição ou unidade consumidora, deverá apurar os indicadores de continuidade individuais, vinculados ao respectivo ponto de conexão, segundo os critérios e procedimentos aplicáveis desta Resolução.

§ 1º Os padrões a serem observados para os indicadores de continuidade individuais, conforme o nível de tensão do ponto de conexão, deverão corresponder aos seguintes valores, adequando-se o resultado obtido, caso seja fracionário, ao primeiro inteiro superior:

I - DICp: 50% (cinquenta por cento) do menor valor, em termos absolutos, do padrão estabelecido nas Tabelas 1 ou 2 do art. 17 desta Resolução;

II - DMICp: corresponde ao valor, em termos absolutos, do padrão mensal do DICp definido conforme inciso anterior; e

III - FICp: 50% (cinquenta por cento) do menor valor, em termos absolutos, do padrão estabelecido nas Tabelas 1 ou 2 do art. 17 desta Resolução.

§ 2º Os padrões estabelecidos poderão ser ajustados entre as partes desde que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados.

§ 3º Quando da violação dos padrões individuais de duração e/ou frequência de interrupção no ponto de conexão, caracterizada como de responsabilidade da concessionária de transmissão, esta ficará sujeita ao pagamento de compensação à concessionária de serviço público de distribuição.

§ 4º Serão apuradas as interrupções dos pontos de conexão que afetarem o fornecimento de energia aos acessantes tratados no .caput. e que forem causadas pelas Demais Instalações de Transmissão, atribuíveis à concessionária de transmissão, sendo

desconsideradas aquelas interrupções para ampliações e reforços propostos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, assim como as demais definidas nesta Resolução.

§ 5º O pagamento de compensação de que trata o § 3º deste artigo será efetivado quando houver violação do valor do padrão de continuidade da primeira unidade consumidora afetada, vinculada ao ponto de conexão com as Demais Instalações de Transmissão.

§ 6º Os valores apurados não compensados, superiores aos valores dos padrões estabelecidos no § 1º deste artigo, serão contabilizados para efeito de compensação, somente se ocorrer a violação dos padrões estabelecidos para a unidade consumidora de cada acessante, de acordo com os procedimentos a serem definidos entre as partes.

§ 7º A interrupção oriunda de instalações da rede básica, que afetar diretamente o desempenho do ponto de conexão, não será considerada na apuração referida no .”caput”, ficando a concessionária de transmissão, proprietária das mesmas, sujeita aos critérios de penalidades associados à parcela variável por indisponibilidade, a serem estabelecidos em resolução específica.

§ 8º A concessionária de transmissão e os acessantes a que se refere o .”caput” deverão celebrar, no prazo de até 120 (cento e vinte) dias, a contar da data de publicação desta Resolução, o respectivo Termo Aditivo ao Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, estabelecendo:

- I - os critérios e procedimentos para apuração dos indicadores de continuidade individuais nos pontos de conexão;
- II - o sistema de contabilização dos valores dos indicadores individuais; e
- III - Os procedimentos para a liquidação da compensação conforme estabelecido nesta Resolução.”

§ 9º As disposições deste artigo entram em vigor imediatamente após a celebração dos termos aditivos aos CCT referidos no parágrafo anterior.”

Art. 3º Revogam-se os arts. 25 º e 27º da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000.

Art. 4º No prazo de 30 dias, a contar da data de publicação desta, a ANEEL fará a republicação atualizada da Resolução no 24, de 2000.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Publicado no D.O de 19.12.2005, seção 1, p. 54, v. 142, n. 242.

Este texto não substitui o publicado no D.O de 19.12.2005.

ANEXO F

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 345, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2008.

Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, e dá outras providências.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com base no art. 4º, incisos III e IV, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta do Processo nº 48500.002675/2002-14, e considerando que:

em função da Audiência Pública nº 14/2008, realizada no período de 20 de fevereiro a 18 de abril de 2008, foram recebidas sugestões de concessionárias e de agentes do setor, assim como da sociedade em geral, as quais contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Aprovar os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, versão 2008 ([ANEXO I](#)), composto pelos seguintes itens:

- I - Módulo 1 – Introdução;
- II - Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- III - Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição;
- IV - Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- V - Módulo 5 – Sistemas de Medição;
- VI - Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações;
- VII - Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição;
- VIII - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica; e
- IX - Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição.

DO MÓDULO DE INTRODUÇÃO

Art 2º Para os efeitos desta Resolução e do PRODIST, são adotadas as terminologias e os conceitos definidos no Módulo 1 – Introdução.

DO MÓDULO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º A distribuidora deve manter, em Sistema de Informações Geográficas - SIG, as informações de parâmetros elétricos, estruturais e de topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão, bem como as informações de todos os acessantes.

§ 1º A implantação do SIG deverá ser concluída no prazo de até 24 meses, contados a partir da data de publicação desta Resolução.

§ 2º Para as distribuidoras enquadradas como permissionárias de serviço público, o prazo para a implantação do SIG é de 48 meses, contados a partir da data de publicação desta Resolução.

§ 3º A formatação dos dados geoprocessados, os protocolos eletrônicos de comunicação e a forma de envio das informações de que trata o “caput” serão definidos pela ANEEL, incluindo a forma de vinculação desses dados aos sistemas de controle patrimonial e registros contábeis da distribuidora.

Art. 4º A distribuidora deve caracterizar a carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de suas redes e transformadores por meio de informações oriundas de campanhas de medição.

§ 1º Adicionalmente à campanha de medição, a cada dois ciclos de revisão tarifária periódica deve ser realizada uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo para as diversas classes de unidades consumidoras.

§ 2º É facultada à distribuidora realizar medição permanente para caracterização da carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de suas redes e transformadores.

§ 3º Para fins de cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, até 150 dias antes da data da revisão tarifária periódica, a distribuidora deve encaminhar à ANEEL:

I – tipologias que representem a totalidade das unidades consumidoras, das redes e dos pontos de injeção, bem como as campanhas de medição que originaram as referidas tipologias;

II - diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência de seu sistema, na condição de carga máxima verificada nos últimos 12 meses anteriores ao envio;

III – relatório da pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo, quando for o caso; e

IV - relatório das campanhas de medição.

§ 4º A primeira pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo deve ser realizada para o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.

§ 5º Para as distribuidoras que não operem redes em tensão superior a 25 kV, é facultado o envio da documentação de que tratam os incisos I e III.

§ 6º Na construção da estrutura tarifária das distribuidoras alcançadas pelo § 5o, poderão ser utilizadas as tipologias da distribuidora supridora.

Art. 5º A distribuidora deve realizar estudos de previsão da demanda, os quais devem:

I - ser compatíveis com os planos diretores municipais e os planos regionais de desenvolvimento, quando existirem;

II - considerar as solicitações de acesso, os pedidos de fornecimento e os acréscimos de carga; e

III - considerar o histórico consolidado de carga dos últimos cinco anos, incluindo as perdas técnicas e os ganhos relativos aos planos de eficiência energética.

Parágrafo único. Os dados utilizados e as previsões de demanda devem ser mantidos em arquivo por um período mínimo de dez anos.

Art. 6º A distribuidora deve enviar à ANEEL, até o dia 10 (dez) de abril de cada ano, o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, o qual deve conter:

I - plano de obras do sistema de distribuição de alta tensão, com horizonte de previsão de dez anos;

II - plano de obras das subestações de distribuição, com horizonte de previsão de dez anos;

III - plano de obras do sistema de distribuição de baixa e média tensão, com horizonte de previsão de cinco anos;

IV - lista de obras realizadas no ano anterior ao ano de envio; e

V - análise crítica do plano anterior.

Parágrafo único. Os dados correspondentes ao PDD devem ser mantidos em arquivo, pela distribuidora, por um período mínimo de dez anos.

DO MÓDULO DE ACESSO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 7º A viabilização do acesso aos sistemas de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, far-se-á por meio das etapas de Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso.

Parágrafo único. Aos acessantes e à distribuidora acessada aplica-se o disposto nos Procedimentos de Distribuição quanto aos prazos a serem observados, as informações a serem disponibilizadas pelas partes e os requisitos que devem ser atendidos para a viabilização do acesso.

“Art. 8º. Na hipótese de necessidade de uso do sistema de distribuição para consumo de energia, a central geradora deverá celebrar Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD conforme estabelecido na Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999.”

Art. 9º É permitido o acesso de distribuidora a instalações de interesse restrito de central geradora conectada ao sistema de distribuição, não abrangendo as DIT, utilizadas ou não de forma compartilhada.

§ 1º O acesso referido no “caput” pode ser realizado para atendimento a unidade consumidora, mediante correspondente parecer de acesso, ou por necessidade de expansão do sistema da distribuidora para atendimento a mercado próprio, devendo sempre ser justificado pelo critério de menor custo global de atendimento.

§ 2º Havendo o acesso referido no “caput”, a distribuidora deve incorporar as instalações de interesse restrito até o seu correspondente novo ponto de conexão, devendo ressarcir a central geradora proprietária das instalações pelo Valor de Mercado em Uso – VMU, conforme metodologia de avaliação de bens e instalações disposta em Resolução da ANEEL e regulamentação superveniente.

§ 3º Havendo incorporação de instalações de interesse restrito utilizadas de forma compartilhada, o ressarcimento a cada central geradora proprietária deve ser feito proporcionalmente à participação de cada central sobre o valor a ser ressarcido referido no § 2º, salvo se as centrais geradoras acordarem de forma diversa.

§ 4º A distribuidora acessante é responsável pela transferência, sempre que se fizer necessária, dos equipamentos constituintes do ponto de conexão de cada central geradora, assim como de seu respectivo Sistema de Medição para Faturamento – SMF, devendo os custos associados ser considerados na análise da alternativa de menor custo global de atendimento, assim como incluídos no custo total da obra para cálculo da participação financeira do consumidor, quando aplicável.

Art. 10º. As instalações de conexão de um acessante compreendem seu ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito.

§ 1º As instalações de conexão podem ter seu projeto e execução contratados com empresa de livre escolha do acessante, inclusive a própria distribuidora acessada, observadas as normas técnicas e padrões da acessada, os requisitos do acessante e os Procedimentos de Distribuição.

§ 2º Não deve haver cobrança de encargos de conexão pela distribuidora acessada para realização das atividades de operação e manutenção:

I - das instalações de conexão do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada, incluindo os casos de incorporação por Obrigações Especiais; e

II - dos equipamentos do SMF do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada.

Art. 11º. As distribuidoras, de comum acordo com as centrais geradoras de energia e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, quando couber, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, observado o estabelecido nos Procedimentos de Distribuição.

DO MÓDULO DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO

Art. 12º Para novas instalações ou no caso de substituição de qualquer componente do sistema de medição, a distribuidora deve adotar, até 180 dias da data de publicação desta Resolução, sistemas de medição com os mesmos requisitos técnicos mínimos e mesmas instalações associadas, tanto para os consumidores livres quanto para os consumidores cativos, de acordo com o subgrupo tarifário que a unidade consumidora está classificada.

Art. 13º. As permissionárias de distribuição devem adequar aos regulamentos vigentes todos os sistemas de medição para faturamento sob sua responsabilidade, em até 30 (trinta) meses após a publicação desta Resolução.

Parágrafo único. O prazo referido no “caput” não se aplica às centrais geradoras com instalações conectadas aos sistemas de distribuição das permissionárias, cuja implantação e adequação do sistema de medição para faturamento devem ser prévias à entrada em operação comercial.

DO MÓDULO DE CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO

Art. 14º. Até 150 dias antes da data da revisão tarifária, a distribuidora deve encaminhar à ANEEL as informações necessárias à apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Parágrafo único. Os estudos para o cálculo das perdas realizados pela distribuidora e o detalhamento das informações fornecidas devem estar disponíveis para fiscalização da ANEEL, por um período de cinco anos.

DO MÓDULO DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Art. 15º. Alteram-se os arts. 3º, 7º, 8º, 10º, 13º, 17º e 21º da Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 3º.....

V - Dia Crítico

Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários, sendo que a média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

.....

XXVII – Ocorrência Emergencial

Evento na rede elétrica que prejudique a segurança e/ou a qualidade do serviço prestado ao consumidor, com conseqüente deslocamento de equipes de atendimento de emergência.

.....”

“Art. 7º.....

IV - suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;

V - vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;

VI - ocorridas em dia crítico; e

VII - oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

.....

§ 2º As interrupções de que tratam os incisos III, V, VI e VII deverão ser descritas em detalhes, com a identificação dos locais ou áreas atingidas, fornecendo uma avaliação

pormenorizada das obrigações afetadas, incluindo, para os incisos III, V e VI, uma estimativa da duração da impossibilidade de cumpri-las.

.....”

“Art. 8º.....

§ 2º A concessionária de distribuição poderá propor revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras, quando do estabelecimento das metas anuais dos indicadores de continuidade disposto no art. 17º.

.....”

“Art. 10º. A concessionária deverá enviar à ANEEL os indicadores DEC e FEC e os atributos físico-elétricos de todos os seus conjuntos, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração.

.....”

“Art. 13º. Na apuração dos indicadores DIC e FIC, não deverão ser consideradas as interrupções a que se referem os incisos do art. 7º.

Parágrafo único. Na apuração do indicador DMIC, além das interrupções referidas no ‘caput’ deste artigo, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

- I - os consumidores sejam devidamente avisados, respeitados os procedimentos estabelecidos no art. 14º; e
- II - a interrupção respeite o intervalo previamente programado.

.....”

“Art. 17º. Os valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão disponibilizados por meio da Audiência Pública da Revisão Tarifária Periódica e serão estabelecidos em Resolução específica, quando da aprovação da referida Revisão Tarifária Periódica.

.....

§ 3º No estabelecimento de metas de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da concessionária de distribuição, tendo como referência os atributos físico-elétricos e dados históricos de DEC e FEC encaminhados à ANEEL.

.....

§ 8º Os padrões para os indicadores de continuidade individuais para unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV deverão ser estabelecidos no Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição, sendo iguais ou inferiores aos limites da Tabela 1.

.....”

“Art. 21º.....

CM = Média aritmética do encargo de uso do sistema de distribuição, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

kei = Coeficiente de majoração fixado em 17 (dezessete), para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão.

kei = Coeficiente de majoração fixado em 22 (vinte e dois), para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão.

kei = Coeficiente de majoração fixado em 30 (trinta), para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão.

.....

Fato gerador: descumprir as disposições regulamentares ou contratuais relativas ao nível de qualidade dos serviços de energia elétrica (DEC e/ ou FEC), ocorridas até dezembro de 2009.

.....”

Art. 16º. Alteram-se os arts. 7º, 18º e 20º da Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 7º.....

onde:

nlp = maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc = maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas críticas; e

.....”

“Art. 18º. As áreas ou sistemas que apresentem situações com impossibilidade técnica de solução nos prazos estabelecidos nos arts. 16º e 17º desta Resolução, deverão ser relatadas e justificadas formalmente à ANEEL, que poderá ou não, por meio de

resolução específica, indicar as providências e novos prazos necessários para a efetiva regularização.

.....”

“Art. 20º. Expirados os prazos estabelecidos nos arts. 16º, 17º e 18º desta Resolução e detectada a não regularização dos níveis de tensão, será calculada uma compensação a quem tiver sido submetido ao serviço inadequado e àqueles atendidos pelo mesmo ponto de entrega, de acordo com a fórmula a seguir:

onde:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRPM$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRPM$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRCM$;

$k_2 = 7$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão, se $DRC > DRCM$;

$k_2 = 5$, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão, $DRC > DRCM$;

$k_2 = 3$, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão, $DRC > DRCM$;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

$DRPM = 3\%$;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

$DRCM = 0,5\%$; e

k_3 = valor do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.

.....”

Art. 17º. Alteram-se os arts. 2º, 3º, 6º e 7º da Resolução nº 520, de 17 de setembro de 2002, que passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

X – Tempo de Atendimento a Ocorrências Emergenciais – TAE

Intervalo de tempo, expresso em minutos, compreendido entre o conhecimento da existência de uma ocorrência emergencial, o deslocamento, o instante de chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência e o tempo de execução do serviço, correspondendo à soma dos tempos TP, TD e TE.

.....

XIII – Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais – TMAE

Valor médio correspondente aos TAEs das equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas em um determinado conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

.....

XVI – Tempo de Execução – TE

Intervalo de tempo, expresso em minutos, compreendido entre o instante de chegada ao local da ocorrência até o restabelecimento, pela equipe de atendimento, de cada ocorrência emergencial.

XVII – Tempo Médio de Execução – TME

Valor médio correspondente aos TEs pelas equipes de emergência, para o atendimento às ocorrências emergenciais verificadas em um determinado conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

.....”

“Art. 3º

V - interrupção em situação de emergência.”

“Art. 6º.....

III - TME, utilizando a seguinte fórmula:

IV - TMAE, utilizando a seguinte fórmula:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

V– Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (PNIE), utilizando a seguinte fórmula:

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento

Onde:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

cimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos;

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos.

TMAE = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica, expresso em %; e

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica.

.....”

“Art. 7º A concessionária deverá enviar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração, os valores mensais dos indicadores TMP, TMD, TME, TMAE, NIE, PNIE e o valor do n – número de ocorrências emergenciais, relativos a cada conjuntos de unidades consumidoras da respectiva área de concessão.

.....”

DISPOSIÇÕES FINAIS

“Art. 18º Altera-se o art 14º da Resolução no 112, de 18 de maio de 1999 que passa a vigorar com a seguinte redação:”

“Art. 14º. A Autorizada deverá submeter-se aos Procedimentos de Rede e/ou aos Procedimentos de Distribuição, nos requisitos de planejamento, implantação, conexão, operação e responsabilidades relacionadas ao sistema de transmissão e distribuição.”

.....”

Art. 19º. Revogam-se o § 3º do art. 8º e os §§ 1º e 2º do art. 17º da Resolução nº 024, de 2000, os §§ 3º, 4º e 8º do art. 20º da Resolução nº 505, de 2001, e o art. 34º da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005.

Art. 20º. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 31.12.2008, seção 1, p. 182 , v. 145, n. 254.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 20.01.2009, seção 1, p. 30, v. 146, n. 13.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 03.03.2009, seção 1, p. 93, v. 146, n. 41.